

ESTUDIO DE LAS VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE USAR HVDC SOBRE SISTEMAS DE GENERACIÓN EÓLICA

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

FACULTAD DE INGENIERÍAS

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO

**“ESTUDIO DE LAS VENTAJAS Y DESVENTAJAS
DE USAR HVDC SOBRE SISTEMAS DE
GENERACIÓN EÓLICA”**

AUTORES:
WILLIAM RUBÉN AGUIRRE ZAMBRANO
LUIS ANTONIO ESCOBAR QUISHPE

DIRECTOR: ING. DIEGO CARRIÓN

QUITO, MAYO 2013

DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD

Ing. Diego Carrión

CERTIFICA:

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos del informe de tesis titulada; “ESTUDIO DE LAS VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE USAR HVDC SOBRE SISTEMAS DE GENERACIÓN EÓLICA”, realizado por los Señores: William Rubén Aguirre Zambrano y Luis Antonio Escobar Quishpe, previa la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, Mayo del 2013

Ing. Diego Carrión

DIRECTOR

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Nosotros, William Rubén Aguirre Zambrano y Luis Antonio Escobar Quishpe, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría y ha sido realizado de acuerdo a los reglamentos de propiedad intelectual y acorde a las exigencias propias de la Universidad Politécnica Salesiana según la normatividad institucional vigente.

Para la resolución de este trabajo hemos consultado las referencias bibliográficas que se encuentran descritas en este documento.

William Rubén Aguirre Zambrano

Luis Antonio Escobar Quishpe

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Politécnica Salesiana, que me ha fortalecido profesional y espiritualmente para ser una persona de bien para la sociedad.

A los profesores de la Universidad Politécnica Salesiana que impartieron sus conocimientos y experiencias conmigo, inculcando en mí los conocimientos necesarios para poder desarrollar este trabajo.

Al Ing. Diego Carrión por el apoyo y dedicación que me ha dado en el tiempo de desarrollo de esta tesis.

William Rubén Aguirre Zambrano

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios, por ser mi fortaleza en las noches de desvelo, permitirme tener grandes logros, y por tener siempre su bendición, demostrada en las personas que me rodean.

Agradezco a mis padres, por darme la mejor herencia que es el estudio, todo su apoyo se ve reflejado en la culminación de mi carrera, a mis profesores por sus consejos y ánimos para superarme cada día.

A mis amigos por su motivación, a William por su apoyo constante en el desarrollo de la tesis, paciencia y perseverancia, a todos aquellos que siempre han estado en momentos buenos y malos durante mis estudios y a mis jefes por su comprensión de mientras cursaba mis estudios y realizaba la tesis.

Luis Antonio Escobar Quishpe.

DEDICATORIA

A mis padres, que siempre han estado junto a mí, enseñándome a ser una persona de bien, ayudándome, dándome ánimos y comprendiéndome en los momentos cuando más los necesité, siendo un ejemplo de amor y perseverancia para poder alcanzar mis metas y objetivos.

A mi hermana por ser un gran apoyo, compartir conmigo grandes momentos y ser parte de mi vida.

William Rubén Aguirre Zambrano

DEDICATORIA

A Dios, por permitirme llegar hasta donde estoy, brindándome las fuerzas necesarias durante todos mis años de estudio, para no decaer en momentos difíciles y siempre salir delante de la mejor manera posible.

A mi mamá Beatriz, por la comprensión, los consejos y el apoyo constante mientras realizaba mis estudios, por los valores, el cariño inigualable lo cual me ha permitido ser una buena persona.

A mi papá Antonio, por ser un ejemplo de perseverancia, de lucha constante para alcanzar mis metas y salir adelante, por los consejos de vida, por su apoyo, preocupación y constante motivación, enseñándome el respeto hacia los demás, y el amor hacia Dios.

A mis Hermanas, porque aun a pesar de la distancia siempre han estado pendientes de mí, brindándome su cariño, apoyo y comprensión.

A mis maestros, quienes supieron siempre decir las palabras justas para terminar la carrera profesional, enseñando no solo la materia de clase sino también como enfrentar obstáculos que se presentan en la vida y brindar su amistad.

A mis amigos, quienes siempre han estado en momentos de alegría y tristeza, brindándome su apoyo en todos esos momentos compartidos.

Luis Antonio Escobar Quishpe

ÍNDICE

Título del tema	xviii
Planteamiento del problema	xviii
Justificación del tema.....	xix
Alcances.....	xix
Objetivos.....	xx
General.....	xx
Específicos.....	xx
Hipótesis.....	xxi
Esquema de contenidos	xxi

CAPÍTULO I

1.1 Generalidades de sistemas de generación eólica y sistemas hvdc	1
1.2 Sistemas de generación eólica	2
1.2.1 Aerogeneradores	4
1.2.1.1 Aerogeneradores de eje horizontal	6
1.2.1.2 Partes de un aerogenerador de eje horizontal	7
1.2.1.2.1 Rotor	8
1.2.1.2.2 Buje	9
1.2.1.2.3 Góndola	9
1.2.1.2.4 Eje de baja velocidad	10
1.2.1.2.5 Caja multiplicadora.....	10
1.2.1.2.6 Sistema de control	10
1.2.1.2.7 Anemómetro	10
1.2.1.2.8 Sistema de orientación.....	11
1.2.1.2.9 Palas	11
1.2.1.2.10 Sistema de regulación.....	11
1.2.1.2.11 Sistema de refrigeración	12
1.2.1.2.12 Generador eléctrico.....	12
1.2.1.2.12.1 Generador síncrono con bobinado de excitación	13
1.2.1.2.12.2 Generador síncrono de imanes permanentes	15
1.2.1.2.12.3 Velocidad de un generador sincrónico	15
1.2.1.2.12.4 Generador asíncrono jaula de ardilla o de rotor bobinado	16

1.2.1.2.13 Torre	19
1.2.1.2.14 Rendimiento.....	20
1.2.2 Campos de aplicación de generadores eólicos.....	22
1.2.1.3 Aerogeneradores de eje vertical	20
1.2.1.3.1 Aerogenerador vertical darrieus.....	20
1.2.1.3.2 Aerogenerador vertical savonius.....	21
1.2.2.1 Sistemas aislados o autónomos	22
1.2.2.2 Parques eólicos	23
1.2.3 Generación eólica en ecuador	24
1.2.3.1 Parque eólico san cristóbal	25
1.2.3.2 Proyecto eólico baltra-santa cruz.....	26
1.2.3.3 Proyecto eólico villonaco.....	26
1.2.3.4 Proyectos en estudio.....	27
1.3 Elementos, conexiones y partes constitutivas de un sistema hvdc.....	28
1.3.1 Partes constitutivas de un sistema hvdc	28
1.3.1.1 Convertidor hvdc.....	29
1.3.1.2 Transformador de conversión	29
1.3.1.3 Filtros ac y dc.....	29
1.3.1.4 Reactor de alisamiento	30
1.3.1.5 Sistema de control hvdc.....	30
1.3.2 Conexiones de un sistema hvdc	31
1.3.2.1 Conexión monopolar.....	31
1.3.2.2 Conexión bipolar	32
1.3.2.3 Conexión homopolar.....	32
1.3.3 Configuraciones del sistema hvdc	33
1.3.3.1 Configuración punto a punto	33
1.3.3.2 Configuración back to back.....	34
1.3.3.3 Configuración multiterminal.....	34
1.4 Estaciones convertidoras ac-dc-ac	35
1.4.1 Tecnología de las estaciones convertidoras de ca-cd-ca.....	36
1.4.1.1 Tecnología clásica o LCC (HVDC classic)	36
1.4.1.2 Tecnología VSC (HVDC Light).....	37

CAPÍTULO II

2.1 Comparación entre hvdc classic y hvdc light	39
2.1.1 Sistema HVDC Classic	39
2.1.2 Sistema HVDC Light	40
2.1.3 Resumen de comparación entre HVDC Classic y HVDC Light.....	42
2.2 Principales aplicaciones sistemas hvdc	43
2.3 Ventajas del uso de sistemas hvdc	44
2.3.1 Interconexiones asíncronas	44
2.3.1.1 Conversión de frecuencia	46
2.3.1.2 Transacciones de energía confiable y segura.....	46
2.3.1.3 Compartir reservas de energía entre sistemas	47
2.3.1.4 Economía en el comercio de energía.....	47
2.3.1.5 Incrementar la diversidad.....	47
2.3.1.6 Interconexión entre países.....	48
2.3.2 Transmisión de energía	48
2.3.2.1 Control de potencia.....	50
2.3.2.2 Capacidad sobre derechos de vía	51
2.3.2.3 Cable XLPE	51
2.3.2.4 Cables MI.....	52
2.3.2.5 Cables de alta versus cables de directa.....	54
2.3.3 Control del flujo de potencia.....	55
2.3.3.2 Transferencia de potencia en sistemas hvdc.....	55
2.3.3.3 Inversión del flujo de potencia.....	58
2.3.4 Impactos ambiental, social y económico.....	58
2.3.4.1 Impacto ambiental sistema de generación eólica	58
2.3.4.1.1 Impactos ambientales que se evitan con la implementación de un sistema de generación eólica.....	59
2.3.4.1.2 Impacto ambiental sistema hvdc.....	60
2.3.4.3 Impacto social	61
2.3.4.3 Impacto económico	64
2.4.2 Confiabilidad del sistema hvdc conectado a un sistema de generación eólica.....	67

2.4 Desventajas del uso de sistemas hvdc	69
2.4.1 Costos de los equipos.....	70
2.4.2 Convertidores tienen poca capacidad de sobrecarga	72
2.4.3 Falta de interruptores y transformadores	72
2.4.3.1 Falta de interruptores en sistemas hvdc	72
2.4.3.2 Falta de transformadores en sistemas hvdc	74

CAPÍTULO III

3.1 Criterio y clasificación de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia..	75
3.1.1 Estados del sistema eléctrico de potencia	79
3.1.2 Clasificación de estabilidad en los sep	80
3.1.3 Causas por las que un sistema hvdc puede provocar inestabilidad en el sep convencional	81
3.1.4 Contribución a la estabilidad del sep por medio de un sistema hvdc.....	83
3.2 Análisis de estabilidad angular, de frecuencia y de voltaje	85
3.2.1 Análisis de estabilidad angular.....	85
3.2.1.1 Estabilidad angular, pequeña señal o pequeño disturbio.....	87
3.2.1.2 Estabilidad angular transitoria.....	89
3.2.1.2.1 Ecuación de oscilación.....	90
3.2.1.2.2 Relación ángulo - potencia.....	91
3.2.2 Análisis de estabilidad de voltaje	94
3.2.2.1 Curvas PV.....	95
3.2.2.2 Curvas VQ	97
3.2.2.3 Interacción entre sistemas hvdc y hvac	99
3.2.2.4 Estabilidad de voltaje a pequeños disturbios	102
3.2.2.5 Estabilidad de voltaje a grandes disturbios	102
3.2.3 Análisis de estabilidad de frecuencia	103
3.2.3.1 Estabilidad de frecuencia a largo plazo.....	105
3.2.3.2 Estabilidad de frecuencia a corto plazo.....	105
3.2.3.3 Regulación de frecuencia.....	105
3.2.3.3.1 Regulación primaria de frecuencia.....	106
3.2.3.3.2 Regulación secundaria de frecuencia	107
3.2.3.3.3 Regulacion terciaria de frecuencia.....	107

3.3 Simulación de un sistema de generación eólica conectado a una carga .	107
3.3.1 Sistema de generación eólica conectado a una carga sin hvdc.....	111
3.3.1.1 Sistema de generación eólica conectado a una carga sin hvdc bajo condiciones normales de operación	112
3.3.1.1.1 Comportamiento del generador eólico 1	112
3.3.1.1.2 Comportamiento del generador eólico 2	113
3.3.1.1.3 Comportamiento de la carga	113
3.3.1.2 Sistema de generación eólica conectado a una carga sin hvdc con aumento en la demanda.....	114
3.3.1.2.1 Comportamiento del generador eólico 1	114
3.3.1.2.2 Comportamiento del generador eólico 2	115
3.3.1.2.3 Comportamiento de la carga	116
3.3.1.3 Sistema de generación eólica conectado a una carga sin hvdc con pérdida de una de las unidades de generación.....	117
3.3.1.3.1 Comportamiento del generador eólico 1	117
3.3.1.3.2 Comportamiento del generador 2	118
3.3.1.3.3 Comportamiento de la carga	119
3.3.1.4 Curvas pv para las barras del sistema de generación eólica conectado a una carga sin hvdc con aumento en la demanda	120
3.3.1.5 Curvas vq para las barras del sistema de generación eólica conectado a una carga sin hvdc con aumento en la demanda	122
3.3.2 Sistema de generación eólica conectado a una carga con hvdc	124
3.3.2.1 Sistema de generación eólica conectado a una carga con hvdc bajo condiciones normales.....	127
3.3.2.1.1 Comportamiento del generador eólico 1	127
3.3.2.1.2 Comportamiento del generador eólico 2	128
3.3.2.1.3 Comportamiento del generador eólico 3	129
3.3.2.1.4 Comportamiento de la carga	129
3.3.2.2 Sistema de generación eólica conectado a una carga con hvdc y aumento en la demanda.....	130
3.3.2.2.1 Comportamiento del generador eólico 1	130
3.3.2.2.2 Comportamiento del generador eólico 2	131
3.3.2.2.3 Comportamiento del generador eólico 3	132
3.3.2.2.4 Comportamiento de la carga	132

3.3.2.3 Sistema de generación eólica conectado a una carga con hvdc y pérdida de una de las unidades de generación.....	133
3.3.2.3.1 Comportamiento del generador eólico 1	133
3.3.2.3.2 Comportamiento del generador eólico 2	134
3.3.2.3.3 Comportamiento del generador eólico 3	135
3.3.2.3.4 Comportamiento de la carga.....	136
3.3.2.4 Curvas pv para las barras del sistema de generación eólica conectado a una carga con hvdc y aumento en la demanda	137
3.3.2.5 Curvas vq para las barras del sistema de generación eólica conectado a una carga con hvdc y aumento en la demanda	139
3.4 Simulación de un sistema de generación eólica conectado a un sistema eléctrico convencional.....	140
3.4.1 Sistema de generación eólica conectado a un sistema eléctrico convencional sin hvdc	141
3.4.1.1 Sistema de generación eólica conectado a un sistema convencional sin hvdc bajo condiciones normales.....	142
3.4.1.1.1 Comportamiento del generador eólico 1	142
3.4.1.1.2 Comportamiento del generador eólico 2	143
3.4.1.1.3 Comportamiento del generador convencional 3.....	143
3.4.1.1.4 Comportamiento del generador convencional 4.....	144
3.4.1.1.5 Comportamiento de la carga.....	145
3.4.1.2 Sistema de generación eólica conectado a un sistema convencional sin hvdc con aumento en la demanda.....	146
3.4.1.2.1 Comportamiento del generador eólico 1	146
3.4.1.2.2 Comportamiento del generador eólico 2	147
3.4.1.2.3 Comportamiento del generador convencional 3.....	148
3.4.1.2.4 Comportamiento del generador convencional 4.....	149
3.4.1.2.5 Comportamiento de la carga.....	150
3.4.1.3 Sistema de generación eólica conectado a un sistema convencional sin hvdc con pérdida de la unidad de generación eólica número 2....	151
3.4.1.3.1 Comportamiento del generador eólico 1	151
3.4.1.3.2 Comportamiento del generador eólico 2	152
3.4.1.3.3 Comportamiento del generador convencional 3.....	153
3.4.1.3.4 Comportamiento del generador convencional 4.....	154
3.4.1.3.5 Comportamiento de la carga.....	155

3.4.1.4 Sistema de generación eólica conectado a un sistema convencional sin hvdc con pérdida de la unidad de generación convencional número 4	156
3.4.1.4.1 Comportamiento del generador eólico 1	156
3.4.1.4.2 Comportamiento del generador eólico 2	158
3.4.1.4.3 Comportamiento del generador convencional 3.....	158
3.4.1.4.4 Comportamiento del generador convencional 4.....	159
3.4.1.4.5 Comportamiento de la carga.....	160
3.4.1.5 Curvas PV para el sistema de generación eólica conectado a un sistema convencional sin hvdc con aumento en la demanda.....	161
3.4.1.5.1 Curvas PV barras generación eólica.....	161
3.4.1.5.2 Curvas PV barras generación convencional	162
3.4.1.6 Curvas VQ para el sistema de generación eólica conectado a un sistema convencional sin hvdc con aumento en la demanda.....	163
3.4.1.6.1 Curvas VQ barras generación eólica	164
3.4.1.6.2 Curvas VQ barras generación convencional.....	165
3.4.2 Sistema de generación eólica conectado a un sistema eléctrico convencional con hvdc	166
3.4.2.1 Sistema de generación eólica conectado a un sistema convencional con hvdc bajo condiciones normales de operación	168
3.4.2.1.1 Comportamiento del generador eólico 1	169
3.4.2.1.2 Comportamiento del generador eólico 2	170
3.4.2.1.3 Comportamiento del generador convencional 7.....	171
3.4.2.1.4 Comportamiento del generador convencional 8.....	172
3.4.2.1.5 Comportamiento de la carga.....	173
3.4.2.2 Sistema de generación eólica conectado a un sistema convencional con hvdc y aumento en la demanda.....	173
3.4.2.2.1 Comportamiento del generador eólico 1	173
3.4.2.2.2 Comportamiento del generador eólico 2	174
3.4.2.2.3 Comportamiento del generador convencional 7.....	175
3.4.2.2.4 Comportamiento del generador convencional 8.....	176
3.4.2.2.5 Comportamiento de la carga.....	177
3.4.2.3 Sistema de generación eólica conectado a un sistema convencional con hvdc con pérdida de la unidad de generación eólica número 2...	178
3.4.2.3.1 Comportamiento del generador eólico 1	178

3.4.2.3.2 Comportamiento del generador eólico 2	179
3.4.2.3.3 Comportamiento del generador convencional 7.....	179
3.4.2.3.4 Comportamiento del generador convencional 8.....	180
3.4.2.3.5 Comportamiento de la carga.....	181
3.4.2.4 Sistema de generación eólica conectado a un sistema convencional con hvdc con pérdida de la unidad de generación convencional número 8	181
3.4.2.4.1 Comportamiento del generador eólico 1	182
3.4.2.4.2 Comportamiento del generador eólico 2	182
3.4.2.4.3 Comportamiento del generador convencional 7.....	183
3.4.2.4.4 Comportamiento del generador convencional 8.....	184
3.4.2.4.5 Comportamiento de la carga.....	185
3.4.2.5 Curvas PV para el sistema de generación eólica conectado a un sistema convencional con hvdc y aumento en la demanda	186
3.4.2.6 Curvas VQ para el sistema de generación eólica conectado a un sistema convencional con hvdc y aumento en la demanda	187
CAPÍTULO IV	
4.1 Análisis de sistemas hvdc en sistemas de generación eólica	191
4.2 Confiabilidad del sep.....	194
4.2.1 Cálculo de indicadores de confiabilidad para un sistema de generación eólica alimentando a una carga sin hvdc.....	197
4.2.2 Cálculo de indicadores de confiabilidad para un sistema de generación eólica alimentando a una carga con hvdc.....	198
4.2.3 Comparación indicadores de confiabilidad con y sin hvdc.....	199
4.3 Factibilidad del uso de sistemas hvdc en sistemas de generación eólica	201
4.3.1 Factibilidad económica.....	201
4.4 Beneficios e inconvenientes del sistema HVDC en sistemas de generación eólica	205
4.4.1 Beneficios eléctricos	205
4.4.2 Beneficios sociales y ambientales	206
4.4.3 Inconvenientes.....	208
Anexo 1.....	214
Anexo 2.....	216
Referencias.....	218

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Esquema simple de un sistema de energía del viento.....	4
Figura 1.2: Medidas del diámetro de la hélice y la altura de un aerogenerador de eje horizontal.....	5
Figura 1.3: Aerogenerador de eje horizontal.....	7
Figura 1.4: Partes constitutivas de un aerogenerador de eje horizontal.	8
Figura 1.5: Tipos de orientaciones más características de aerogeneradores.....	9
Figura 1.6: Generador sincrónico conectado a una turbina eólica	13
Figura 1.7: Circuito excitador sin escobillas.....	14
Figura 1.8: Rotor jaula de ardilla.....	17
Figura 1.9: Rotor jaula de ardilla bobinado.	18
Figura 1.10: Altura de la torre de acuerdo a la potencia del aerogenerador.	19
Figura 1.11: Aerogenerador de eje vertical Darrieus.	21
Figura 1.12: Aerogenerador de eje vertical Savonius.	22
Figura 1.13: Parque eólico terrestre onshore.....	23
Figura 1.14: Parque eólico marítimo offshore.	24
Figura 1.15: Métodos de monitoreo de información en un parque eólico.	24
Figura 1.16: Parque eólico Villonaco.	27
Figura 1.17: Conexión Monopolar.....	31
Figura 1.18: Conexión Bipolar.....	32
Figura 1.19: Conexión Homopolar.	33
Figura 1.20: Configuración conexión Punto a Punto.....	33
Figura 1.21: Configuración Back to Back.....	34
Figura 1.22: Multiterminal paralela.....	34
Figura 1.23: Multiterminal serie.....	35
Figura 1.24: Estación convertidora HVDC.	35
Figura 1.25: Estación de conversión HVDC clásica.....	36
Figura 1.26: Ubicación de las componentes en una estación de conversión HVDC.....	37
Figura 1.27: Estación de conversión con tecnología HVDC light.....	38
Figura 1.28: Diagrama simplificado de un sistema de transmisión HVDC Light.	38

Figura 1.29: Turbina de generación eólica conectada a un sistema de energía eléctrica convencional por medio de un sistema HVDC Light.	38
Figura 2.1: Interconexión entre sistemas con diferentes frecuencias.	45
Figura 2.2: Comparación de las pérdidas en el transporte de energía.	49
Figura 2.3: Esquema básico de interconexión de sistema HVDC clásico.....	49
Figura 2.4: Esquema básico de interconexión de sistema HVDC light.	50
Figura 2.5: Límites de potencia en la transmisión de energía en HVDC y HVDC Light.	51
Figura 2.6: Estructura de un cable XLPE.....	52
Figura 2.7: Estructura de un cable MI.....	53
Figura 2.8: Evolución en cables HVDC.....	53
Figura 2.9: Configuración de torres para Transmisión de energía eléctrica en AC y DC, para una misma cantidad de Potencia.	54
Figura 2.10: Transferencia de potencia cantidad vs distancia.	56
Figura 2.11: Comparación del factor de potencia para AC y DC.	56
Figura 2.12: Variación típica de la demanda de potencia reactiva frente a la potencia activa de un convertidor de HVDC.	57
Figura 2.13: Requerimiento de potencia reactiva en función de la longitud de la línea de transmisión.	57
Figura 2.14: Efectos de la lluvia ácida en animales y plantas.....	60
Figura 2.15: Franja de servidumbre para transmitir 3000 [MW] de potencia a 500 [kV] en HVAC (izquierda) y a +- 500 [kV] en HVDC (derecha)..	61
Figura 2.16: Comparación sistema HVAC vs HVDC.....	64
Figura 2.17: Comparación de máximo voltaje para AC y DC.....	65
Figura 2.18: Se observa un ahorro representativo en la cantidad de potencia que se va a transmitir en DC por una torre del mismo tamaño que se tiene en AC.	67
Figura 2.19: Comparación de costos HVDC vs HVAC.....	71
Figura 2.20: Variaciones del costo de AC y DC respecto a la longitud de las líneas.	71
Figura 2.21: Muestra de que AC cruza por cero Y DC no.....	73
Figura 3.1: Variación de la velocidad del viento en función del tiempo (24 horas) para una turbina de generación eólica.....	77

Figura 3.2: Variación de la velocidad del viento en función del tiempo (24 horas) para una turbina de generación eólica.....	77
Figura 3.3: Variación de la producción de potencia en un parque de generación eólica.....	78
Figura 3.4: Estados de operación del SEP.	79
Figura 3.5: Clasificación de estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia....	81
Figura 3.6: Sistema en estado estable con par de sincronización T_s y par de amortiguamiento T_d positivos.	88
Figura 3.7: Sistema que presenta una inestabilidad no oscilatoria con par de sincronización T_s negativo y par de amortiguamiento T_d positivo. ...	88
Figura 3.8: Sistema que presenta una inestabilidad oscilatoria con par de sincronización T_s positivo y par de amortiguamiento T_d negativo. ...	88
Figura 3.9: Sistema radial simple.....	92
Figura 3.10: Curva de relación Potencia – ángulo con los dos circuitos en servicio.....	92
Figura 3.11: Respuesta del ángulo del rotor ante disturbios transitorios.	93
Figura 3.12: Curva PV generador – carga.	95
Figura 3.13: Curva PV generador – carga.	96
Figura 3.14: Curva PV generador – carga con contingencia.	96
Figura 3.15: Curva VQ típica.	98
Figura 3.16: Curva VQ para distintos niveles de potencia de carga [MW] y de reactivos [Mvar].....	98
Figura 3.17: Comportamiento de la frecuencia en diferentes aéreas o complejos.....	104
Figura 3.18: Elementos principales de un generador síncrono en el control de frecuencia.	106
Figura 3.19: Distribución de Weibull para la velocidad del viento.	108
Figura 3.20: Sistema de generación eólica conectado a una carga sin HVDC.....	111
Figura 3.21: Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.20, bajo condiciones normales de operación.	112
Figura 3.22: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.20, bajo condiciones normales de operación.	113
Figura 3.23: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.20, bajo condiciones normales de operación.....	114

Figura 3.24: Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.20, con aumento en la demanda.....	115
Figura 3.25: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.20, con aumento en la demanda.....	116
Figura 3.26: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.20, con aumento en la demanda.	117
Figura 3.27: Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.20, con pérdida del generador 2.	118
Figura 3.28: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.20, con pérdida del generador 2.	119
Figura 3.29: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.20, con pérdida del generador 2.	120
Figura 3.30: Curvas PV para las barras del sistema de la figura 3.20, cuando se produce un incremento en la demanda del 20%.	121
Figura 3.31: Curvas PV para las barras del sistema de la figura 3.20, cuando se produce un incremento en la demanda del 100%.	122
Figura 3.32: Curvas VQ para las barras del sistema de la figura 3.20, cuando se produce un incremento en la demanda del 20%.	123
Figura 3.33: Curvas VQ para las barras del sistema de la figura 3.20, cuando se produce un incremento en la demanda del 100%.	123
Figura 3.34: Sistema de generación eólica conectado a una carga con HVDC.....	124
Figura 3.34 A: Generación eólica de la figura 3.34.	125
Figura 3.34 B: Sistema HVDC de la figura 3.34.	125
Figura 3.34 C: Carga y red externa de la figura 3.34.	126
Figura 3.35: Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.34, bajo condiciones normales de operación.	128
Figura 3.36: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.34, bajo condiciones normales de operación.	128
Figura 3.37: Curvas del comportamiento del generador 3 de la figura 3.34, bajo condiciones normales de operación.	129
Figura 3.38: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.34, bajo condiciones normales de operación.....	130
Figura 3.39: Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.34, con aumento en la demanda.....	131

Figura 3.40: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.34, con aumento en la demanda.....	131
Figura 3.41. Curvas del comportamiento del generador 3 de la figura 3.34, con aumento en la demanda.....	132
Figura 3.42: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.34, con aumento en la demanda.	133
Figura 3.43: Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.34, con pérdida del generador 2.	134
Figura 3.44: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.34, con pérdida del generador 2.	135
Figura 3.45: Curvas del comportamiento del generador 3 de la figura 3.34, con pérdida del generador 2.	136
Figura 3.46: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.34, con pérdida del generador 2.	137
Figura 3.47: Curvas PV de las barras del diagrama de la figura 3.34, con aumento en la demanda del 100%.....	138
Figura 3.48: Curvas VQ de las barras del diagrama de la figura 3.34, con aumento en la demanda del 100%.....	139
Figura 3.49: Sistema de generación eólica conectado a un sistema convencional sin HVDC.	141
Figura 3.50: Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.49, bajo condiciones normales de operación.	142
Figura 3.51: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.49, bajo condiciones normales de operación.	143
Figura 3.52. Curvas del comportamiento del generador 3 de la figura 3.49, bajo condiciones normales de operación.	144
Figura 3.53: Curvas del comportamiento del generador 4 de la figura 3.49, bajo condiciones normales de operación.	145
Figura 3.54: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.49, bajo condiciones normales de operación.....	146
Figura 3.55: Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.49, con aumento en la demanda.....	147
Figura 3.56: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.49, con aumento en la demanda.....	148
Figura 3.57: Curvas del comportamiento del generador 3 de la figura 3.49, con aumento en la demanda.....	149

Figura 3.58: Curvas del comportamiento del generador 4 de la figura 3.49, con aumento en la demanda.....	150
Figura 3.59: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.49, con aumento en la demanda.	151
Figura 3.60: Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.49, con pérdida de la unidad de generación eólica número 2.....	152
Figura 3.61: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.49, con pérdida de la unidad de generación eólica número 2.....	153
Figura 3.62: Curvas del comportamiento del generador 3 de la figura 3.49, con pérdida de la unidad de generación eólica número 2.....	154
Figura 3.63: Curvas del comportamiento del generador 4 de la figura 3.49, con pérdida de la unidad de generación eólica número 2.....	155
Figura 3.64: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.49, con pérdida de la unidad de generación eólica número 2.....	156
Figura 3.65: Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.49, con pérdida de la unidad de generación convencional número 4. .	157
Figura 3.66: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.49, con pérdida de la unidad de generación convencional número 4. .	158
Figura 3.67: Curvas del comportamiento del generador 3 de la figura 3.49, con pérdida de la unidad de generación convencional número 4. .	159
Figura 3.68: Curvas del comportamiento del generador 4 de la figura 3.49, con pérdida de la unidad de generación convencional número 4. .	160
Figura 3.69: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.49, con pérdida de la unidad de generación convencional número 4.	161
Figura 3.70: Curvas PV de las barras del sistema de generación eólica del diagrama de la figura 3.49, con aumento en la demanda del 100%.....	162
Figura 3.71: Curvas PV de las barras del sistema de generación convencional del diagrama de la figura 3.49, con aumento en la demanda del 100%.	163
Figura 3.72: Curvas VQ de las barras del sistema de generación eólica del diagrama de la figura 3.49, con aumento en la demanda del 100%.....	164
Figura 3.73: Curvas VQ de las barras del sistema de generación convencional del diagrama de la figura 3.49, con aumento en la demanda del 100%.	165

Figura 3.74: Sistema de generación eólica conectado a un sistema convencional con HVDC.	166
Figura 3.74 A: Sistema de generación eólica de la figura 3.74.	167
Figura 3.74 B: Sistema HVDC de la figura 3.74.	167
Figura 3.74 C: Sistema HVDC de la figura 3.74.	168
Figura 3.75: Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.74, bajo condiciones normales de operación.	169
Figura 3.76: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.74, bajo condiciones normales de operación.	170
Figura 3.77: Curvas del comportamiento del generador 7 de la figura 3.74, bajo condiciones normales de operación.	171
Figura 3.78: Curvas del comportamiento del generador 8 de la figura 3.74, bajo condiciones normales de operación.	172
Figura 3.79: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.74, bajo condiciones normales de operación.	173
Figura 3.80: Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.74, con aumento en la demanda.	174
Figura 3.81: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.74, con aumento en la demanda.	175
Figura 3.82: Curvas del comportamiento del generador 7 de la figura 3.74, con aumento en la demanda.	176
Figura 3.83: Curvas del comportamiento del generador 8 de la figura 3.74, con aumento en la demanda.	176
Figura 3.84: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.74, con aumento en la demanda.	177
Figura 3.85: Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.74, con pérdida de la unidad de generación eólica número 2.	178
Figura 3.86: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.74, con pérdida de la unidad de generación eólica número 2.	179
Figura 3.87: Curvas del comportamiento del generador 7 de la figura 3.74, con pérdida de la unidad de generación eólica número 2.	180
Figura 3.88: Curvas del comportamiento del generador 8 de la figura 3.74, con pérdida de la unidad de generación eólica número 2.	180
Figura 3.89: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.74, con pérdida de la unidad de generación eólica número 2.	181

Figura 3.90: Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.74, con pérdida de la unidad de generación convencional número 8. .	182
Figura 3.91: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.74, con pérdida de la unidad de generación convencional número 8. .	183
Figura 3.92: Curvas del comportamiento del generador 7 de la figura 3.74, con pérdida de la unidad de generación convencional número 8. .	184
Figura 3.93: Curvas del comportamiento del generador 8 de la figura 3.74, con pérdida de la unidad de generación convencional número 8. .	184
Figura 3.94: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.74, con pérdida de la unidad de generación convencional número 8.	185
Figura 3.95: Curvas PV de las barras del sistema de la figura 3.74, con aumento en la demanda del 100%.....	186
Figura 3.96: Curvas VQ de las barras de generación convencional del sistema de la figura 3.74, con aumento en la demanda del 100%.....	187
Figura 3.97: Curvas VQ de las barras de generación eólica del sistema de la figura 3.74, con aumento en la demanda del 100%.	188
Figura 3.98: Curvas VQ de las barras de hvdc del sistema de la figura 3.74, con aumento en la demanda del 100%.....	189
Figura 4.1: Probabilidades de no satisfacer la demanda con la generación disponible, con y sin HVDC.....	200
Figura 4.2: Número de Horas que se espera no satisfacer la demanda en un año, con y sin HVDC.....	200
Figura 4.3: Energía no suministrada en un año por sistemas con y sin HVDC.....	201
Figura 4.4: Comparación de costos entre HVAC Y HVDC.....	202
Figura 4.5: Costos de comparación por transmisión HVAC Y HVDC.	203

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Comparación entre HVDC Classic y HVDC Light.	43
Tabla 4.1: Cálculos de los indicadores de confiabilidad para un sistema que no usa HVDC como interconexión.	197
Tabla 4.2: Cálculos de los indicadores de confiabilidad para un sistema con HVDC como interconexión.	198
Tabla 4.3: Comparación de los indicadores de confiabilidad para sistemas con y sin HVDC.	199
Tabla 4.4: Comparación de costos para sistemas de transmisión HVAC y HVDC.	204

DENUNCIA DE TESIS

1. TÍTULO DEL TEMA

“ESTUDIO DE LAS VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE USAR HVDC
SOBRE SISTEMAS DE GENERACIÓN EÓLICA”

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la actualidad se busca la obtención de energía por medio de recursos renovables, uno de estos avances tecnológicos han permitido generar energía eléctrica aprovechando la fuerza del viento, a esta forma de generación de energía se la conoce como eólica. La generación eólica genera en corriente alterna en valores pequeños dependiendo de la incidencia de velocidad del viento de la región y de la estación del parque eólico, debido a la variación del viento incidente se tiene variación de corriente eléctrica y por consiguiente variación de frecuencia.

Dependiendo del tamaño del parque eólico, las conexiones a la red de transmisión puede realizarse a media o a alta tensión. No obstante, la corriente alterna no es adecuada para el transporte de energía desde grandes parques situados a grandes distancias, debido a la elevada capacitancia del cable, es decir, se necesitaría toda la capacidad de transporte de la conexión sólo para cargar el cable, lo que haría imposible el transporte de electricidad.

Los estándares de calidad de empresas de transmisión de energía exigen entregar al consumidor una frecuencia estable, éste es uno de los problemas que presenta la generación eólica, debido que al generar energía eléctrica variable se obtienen frecuencias variables, lo cual impide conectar esta energía generada directamente al sistema de transmisión.

Por otro lado, el principal problema derivado de la instalación de parques eólicos suele ser el de inestabilidad de voltajes, o en casos extremos el colapso de voltaje se debe analizar la estabilidad del sistema eléctrico de

potencia. Dado que la inmensa mayoría de las instalaciones eólicas cuentan con generadores de inducción con sistemas de compensación de reactiva por baterías de condensadores, que en el caso de producirse una perturbación en la red se pueden recurrir a técnicas de análisis como la determinación del punto de colapso a través de las curvas P-V (variación de la tensión en función de la potencia generada) y las curvas Q-V (variación de la tensión en función de la potencia reactiva) que analiza las necesidades complementarias de la potencia reactiva.

3. JUSTIFICACIÓN DEL TEMA

Con el estudio de las ventajas y desventajas de uso de un sistema HVDC se podrá identificar las soluciones que se pueden tener para mejorar la transmisión de energía por medios en los que sería imposible utilizar HVAC, a grandes distancias, se puede solucionar el problema de la generación eólica de generar a frecuencias diferentes de la frecuencia fundamental, aprovechando dispositivos electrónicos como rectificadores y reguladores será posible convertir corriente alterna a corriente directa hacia un cargador que entregan un voltaje y frecuencia acorde para la carga del banco de baterías (compuesto por una cantidad determinada de baterías de uso eólico).

Una solución de corriente continua en alta tensión (HVDC) resuelve el problema, que se tiene con la estabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia.

4. ALCANCES

El estudio de las ventajas y desventajas de usar HVDC sobre sistemas de generación eólica consta de los siguientes puntos.

- Verificar los diferentes diagramas de conexión que se necesita para realizar la conversión de energía eléctrica AC a DC.
- Investigar sobre la tecnología para el uso de un sistema HVDC sobre un sistema de generación eólica.

- Conocer los diferentes tipos de elementos de potencia que se requieren para poder ser implementados en los circuitos eléctricos necesarios.
- Investigar sobre los diferentes convertidores de energía eléctrica directa a alterna.
- Análisis de estabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia por presencia de generación eólica.
- Verificar que tan eficaz es implementar un sistema HVDC, y las condiciones necesarias para que pueda ser implementado.
- Estudiar los diferentes impactos medio ambientales, sociales y económicos, que se tienen al implementar un sistema HVDC.

5. OBJETIVOS

5.1 General

Analizar las ventajas y desventajas de usar HVDC sobre sistemas de generación eólica.

5.2 Específicos

- Conocer la tecnología y la aplicación real de un sistema HVDC.
- Identificar las variaciones de los parámetros eléctricos antes y después de usar un sistema HVDC.
- Analizar la eficiencia, confiabilidad y seguridad del sistema de transmisión.
- Verificar de qué manera el uso de un sistema HVDC contribuirá con el medio ambiente.

6. HIPÓTESIS

Este estudio permitirá conocer las ventajas y desventajas que se tiene al implementar un sistema HVDC en una red de transmisión eléctrica alimentada por medio de generación eólica.

7. ESQUEMA DE CONTENIDOS

CAPÍTULO I

TÍTULO: GENERACIÓN EÓLICA Y SISTEMAS HVDC

- 1.1 Generalidades de sistemas de generación eólica y sistemas HVDC.
- 1.2 Sistemas de generación eólica.
- 1.3 Elementos, conexiones y partes constitutivas de un sistema HVDC.
- 1.4 Estaciones convertidoras AC-DC-AC.

CAPÍTULO II

TÍTULO: VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE USAR SISTEMAS HVDC

- 2.1 Comparación entre HVDC Classic y HVDC Light.
- 2.2 Principales aplicaciones sistemas HVDC.
- 2.3 Ventajas del uso de sistemas HVDC.
- 2.4 Desventajas del uso de sistemas HVDC.

CAPÍTULO III

TÍTULO: ESTABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

- 3.1 Criterio y clasificación de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia.
- 3.2 Análisis de estabilidad angular, de voltaje y de frecuencia.

- 3.3 Simulación de un Sistema de generación eólica conectado a una carga.
- 3.4 Simulación de un sistema de generación eólica conectado a un sistema eléctrico convencional.

CAPÍTULO IV

TÍTULO: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

- 4.1 Análisis de sistemas HVDC en sistemas de generación eólica.
- 4.2 Confiabilidad del SEP.
- 4.3 Factibilidad del uso de sistemas HVDC en sistemas de generación eólica.
- 4.4 Beneficios e inconvenientes del sistema HVDC en sistemas de generación eólica.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

$\Delta\omega$: Variación de velocidad.

$\Delta\delta$: Variación del ángulo debido a una perturbación.

BJT: Transistor bipolar de juntura de potencia.

CCC: Conversión conmutada por capacitor.

CENACE: Centro Nacional de Control de Energía.

Chopper: Un chopper es una resistencia en el circuito de corriente continua con alta capacidad energética que disipa el exceso de energía durante los fallos de la red cuando no es posible transportar energía.

CIGRE: Consejo internacional de grandes redes eléctricas.

CONELC: Consejo Nacional de Electricidad.

Cortafuegos: Sistema que impide la propagación de perturbaciones entre sistemas.

CSC: Convertidores de fuentes de corriente.

Emplazamiento: Terreno físico en donde se van a ubicar los aerogeneradores eléctricos.

Explícito: Explica con claridad una cosa.

Implícito: Se entiende incluido en otra cosa sin expresarlo.

FACTS: Sistema Flexible de Transmisión de Corriente Alterna.

FERUM: Fondo de Electrificación Rural y Urbano - Marginal.

Flujo de potencia: Es el análisis del rendimiento del SEP bajo diferentes condiciones de operación, determina la cantidad de potencia que se tiene en las barras y en los generadores, así como el voltaje en magnitud y ángulo de fase, permite determinar las pérdidas del sistema y la respuesta en estado de emergencia del sistema, así como el flujo de potencia reactiva.

Frecuencia de resonancia: Es aquella frecuencia característica de un sistema que alcanza el grado máximo de oscilación.

Generación eólica: Es la generación de energía eléctrica aprovechando la fuerza del viento.

GTO: Puerta de apagado del tiristor.

HVDC: (High Voltage Direct Current), Alto voltaje en corriente Directa.

IGBT: Transistor bipolar de puerta aislada.

IGCT: Tiristor conmutado de puerta integrada.

LCC (Line Commutated Converter): Conmutador de conversión por línea.

LRSE: Ley de Regulación del Sector Eléctrico.

MEM: Mercado eléctrico mayorista del Ecuador.

MEER: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

MDL: Mecanismos de Desarrollo Limpio.

MVA: Mega Volta Amperios.

NPN: N es el material aceptante y P es el material donante, por lo tanto es NEGATIVO, POSITIVO, NEGATIVO

OHL: Eficiencia de transmisión de energía eléctrica.

P: Potencia Activa.

Parque eólico: Es el conjunto de aerogeneradores cuya función es aprovechar la fuerza del viento y convertirla en energía eléctrica.

P – V: Relación entre Potencia activa y voltaje.

PWM: Modulación por ancho de pulso.

Q: Potencia Reactiva.

SCR: Rectificador controlado de silicio.

SCR: (Short circuit ratio) Coeficiente de cortocircuito.

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia.

Silicio: Material semiconductor muy abundante en el planeta que ha desarrollado a la electrónica moderna y que remplazó hace muchos años ya al tubo de rayos al vacío.

SIT: Transistores de inducción estáticos.

ST: Sobretensión temporal.

STATCOM: Es un dispositivo de compensación síncrono estático, cuyo funcionamiento se basa en un convertidor que modula una fuente de tensión de la amplitud, fase y frecuencia deseada. A través del control del convertidor, esta fuente se construye de manera que genera o consume la potencia reactiva requerida.

Sustentación: La fuerza que empuja a un objeto hacia arriba en contra de la dirección del peso es la sustentación.

Fuerza de sustentación o simplemente sustentación de dirección perpendicular al viento, fuerza de arrastre de dirección paralela al viento.

Ta: Par de aceleración.

Td: Es el coeficiente de par de amortiguamiento. Desviación de velocidad.

Te: Cambio de par eléctrico de una máquina síncrona.

Tm: Par mecánico.

The lost ratio: Es el capital que se ha invertido para obtener una rentabilidad.

TLC: Turbine Load Control System: Sistema de control de carga de la turbina.

Transitorios: Son eventos que se producen en los sistemas eléctricos de potencia, estos se encuentran en los intervalos de tiempo de los micro a los milisegundos, se presentan como sobretensiones, sobrecorrientes, formas de onda anormales y transitorios electromecánicos.

Ts: Es el coeficiente de torsión de sincronismo. Cambio en fase con el ángulo del rotor.

Válvula: Es el conjunto en el que se encuentra los dispositivos rectificadores e inversores con sus respectivos arreglos.

VAR: Volta Amperios Reactivos.

VSC: (convertidor de fuente de tensión), capacitor usado para el almacenamiento de energía.

Q – V: Relación entre voltaje y potencia reactiva.

RPF: Regulación primaria de frecuencia.

RSF: Regulación secundaria de frecuencia.

RTF: Regulación Terciaria de Frecuencia.

RESUMEN

Los sistemas de generación eólica, son sistemas que producen energía eléctrica aprovechando la fuerza del viento, pero debido a que el viento no mantiene constante su velocidad, produce electricidad con frecuencia y voltaje variables, debido a esto es imposible conectarlo directamente a la red eléctrica convencional, esto podría causar inestabilidad en el sistema eléctrico de potencia.

La solución para mantener el sistema convencional que está encuentra alimentando en óptimas condiciones es interconectar el parque eólico con la red convencional por medio de un enlace de transmisión HVDC (High Voltage Direct Current), en las estaciones conversoras del sistema HVDC obtienen la frecuencia y voltaje los valores necesarios para que estén dentro del rango de operación del sistema.

Los sistemas de generación eólica que usan HVDC, producen ventajas y desventajas: eléctricas, para la sociedad y el medio ambiente.

Un sistema HVDC ayuda a que los sistemas sean más estables, porque tiene beneficios que aportan a reducir los impactos que ocasionan anomalías o perturbaciones que se presentan en el SEP.

Cuando se ha producido una perturbación en el SEP (Sistema Eléctrico de Potencia), el sistema HVDC entra en sincronización con los demás generadores del sistema modificando los ángulos de disparo en los tiristores o transistores según sea el caso, el problema es que el parque de generación eólica no aportará con potencia al sistema en caso de que se incremente la demanda esto se debe a que el viento no se puede almacenar y no se puede suministrar más energía primaria para incrementar la producción de electricidad.

Los sistemas de generación eólica que producen grandes potencias interconectados con HVDC, podrían causar un gran problema al sistema convencional esto se debe a que cuando una falla aparezca en el enlace

HVDC, éste deja de transmitir dejando sin el aporte de potencia producido por el parque eólico al SEP, por lo que para evitar estos inconvenientes es necesario implementar conexiones bipolares u homopolares, para de esta manera tener siempre un flujo continuo de energía; desde el punto de vista económico esto es perjudicial ya que encarece el sistema de transmisión HVDC.

Un sistema HVDC resulta más beneficioso que un sistema HVAC puesto que con la misma infraestructura que se tiene en AC (tamaño de las torres y número de conductores), se puede transmitir hasta tres veces más potencia que en AC.

Para poder implementar un sistema HVDC es necesario que la distancia de transmisión tiene que ser mayor a 500 [km] y la potencia mayor a 1000 [MW], si la distancia es menor es más económico una transmisión en AC, esto se debe a los altos costos de los equipos para convertir la energía de AC a DC y viceversa.

Desde el punto de vista ambiental un sistema de generación eólica interconectado por medio de HVDC, no produce gases de efecto invernadero, no contamina el medio ambiente, la transmisión en HVDC es muy flexible, los conductores pueden ir por aire, mar o tierra, y al ocupar menos conductores que en AC se reduce considerablemente el espacio necesario para la transmisión minimizando el daño en la flora y fauna del sector por donde crucen las líneas de transmisión.

CAPÍTULO I

GENERACIÓN EÓLICA Y SISTEMAS HVDC

1.1 GENERALIDADES DE SISTEMAS DE GENERACIÓN EÓLICA Y SISTEMAS HVDC

Debido a los avances tecnológicos, a la creciente demanda de energía eléctrica y a la contaminación ambiental a nivel mundial, crece la necesidad de generar energía eléctrica utilizando recursos renovables, tomando como una opción viable la generación eólica.

La energía eólica debido a la influencia no constante del viento sobre las aspas de los aerogeneradores, produce energía a diferentes voltajes y frecuencias, afectando la estabilidad del sistema, lo que hace imposible que esta pueda ser utilizada o conectada directamente hacia un sistema de transmisión sincronizado, además se debe tomar en cuenta la distancia y el lugar en que se encuentra situado el parque eólico de la red a la que va a alimentar [1][2].

Desde hace muchos años se han implementado redes de transmisión de energía eléctrica en corriente directa, estos sistemas se conocen como HVDC, de sus siglas en inglés “High Voltage Direct Current” [3].

La implementación de HVDC a partir de generación eólica es un recurso muy utilizado debido a que por medio de este se pueden interconectar dos sistemas de diferente frecuencia, voltaje y potencia.

Para lograr la interconexión entre la red eléctrica a partir de generación eólica, y la red eléctrica convencional se debe tomar la corriente alterna generada eólicamente y transformarla a corriente directa en una subestación convertidora (etapa de rectificación) para que esta pueda ser transportada hasta otro punto, y se vuelve a transformar a corriente alterna en una subestación inversora (etapa de inversión) ya con la frecuencia, voltaje y potencia requeridos para que se pueda enlazar al sistema de transmisión de energía eléctrica convencional [4].

Los factores en el transporte de energía eléctrica por medio de HVDC son: Transportar a largas distancias, mayores a 500 [km], para que la implementación del sistema sea factible; la transferencia de potencia es independiente de impedancia, ángulo de fase, frecuencia y voltaje; se puede mejorar la estabilidad de uno o ambos sistemas AC, modulando la potencia en respuesta a la potencia oscilante [3].

Las interconexiones de HVDC se realizan de acuerdo a los requerimientos y confiabilidad del sistema.

1.2 SISTEMAS DE GENERACIÓN EÓLICA

La energía eólica es un tipo de energía renovable, en la que su fuente primaria es el viento, en la que se aprovecha la energía mecánica que en forma de energía cinética transforma al aire en movimiento [5], es una fuente de energía en rápido crecimiento en el Ecuador y en el mundo, la energía cinética del viento se obtiene como se indica en (1.1) [6].

$$EC = \frac{1}{2}mv^2 \quad (1.1)$$

Dónde:

m es la masa del aire que se mueve a una velocidad v, la masa del aire se determina como se muestra en (1.2) [6].

$$m = \Phi * v \quad (1.2)$$

Dónde:

Φ es la densidad del aire utilizada como valor estándar: 1.25 [kg/m³], varía dependiendo de la temperatura y la presión.

Para cálculos más precisos se puede calcular la densidad del aire dependiendo de la temperatura y de la presión, como se indica en (1.3) [6].

$$\Phi = \frac{1,325 * P}{T} \quad (1.3)$$

Dónde:

P es la presión en pulgadas de mercurio ajustada para la altura

T es la temperatura en grados Fahrenheit + 459.69

La energía eólica es una de las energías más antiguas, utilizada en transporte marítimo y en instalaciones agrícolas, pero con el paso del tiempo y los descubrimientos de nuevas tecnologías se ha empleado este tipo de energía para producir energía eléctrica, al principio esta energía eléctrica suministraba de electricidad a zonas remotas de difícil acceso a las cuales no se podía llegar con la red de energía eléctrica convencional [5].

Para que la energía eólica pueda ser aprovechada, su fuente primaria el viento debe cumplir ciertos requisitos:

- *“Existencia de viento con velocidades que permita obtener unas densidades de potencias que cumplan con los siguientes valores:*
 - 1) *1000 W/m²; el aprovechamiento es bueno.*
 - 2) *200 W/m²; el aprovechamiento es normal.*
 - 3) *50 W/m²; el aprovechamiento es de bajo rendimiento.*
 - 4) *Por debajo de los 50 W/m²; no tiene interés el emplazamiento de estas centrales.*
- *La dirección del viento deberá ser lo más constante posible.*
- *Su continuidad debe ser alta”¹.*

La potencia disponible en el viento se determina como se indica en (1.4) ó (1.5) [6].

$$P = \frac{\pi}{8} \rho * D^2 * v^3 \quad (1.4)$$

$$W = \frac{1}{2} \rho * A * v^3 \quad (1.5)$$

¹R. M., Mujal Rosas, “Tecnología Eléctrica”, Barcelona, Octubre del 2000, p. 28.

Dónde:

$P - W$ es la potencia disponible en el viento.

$\pi = 3.141516$

Φ es la densidad del aire utilizada como valor estándar: $1.25 \text{ [kg/m}^3\text{]}$.

D es el diámetro del rotor.

v es la velocidad del viento.

A es el área barrida por las aspas de la turbina.

La potencia generada por un aerogenerador es proporcional al área de las palas, por lo tanto si se quiere obtener grandes potencias es necesario diseñar el aerogenerador con palas más grandes, en la figura 1.1 se muestra un sistema de conversión de energía del viento [6].

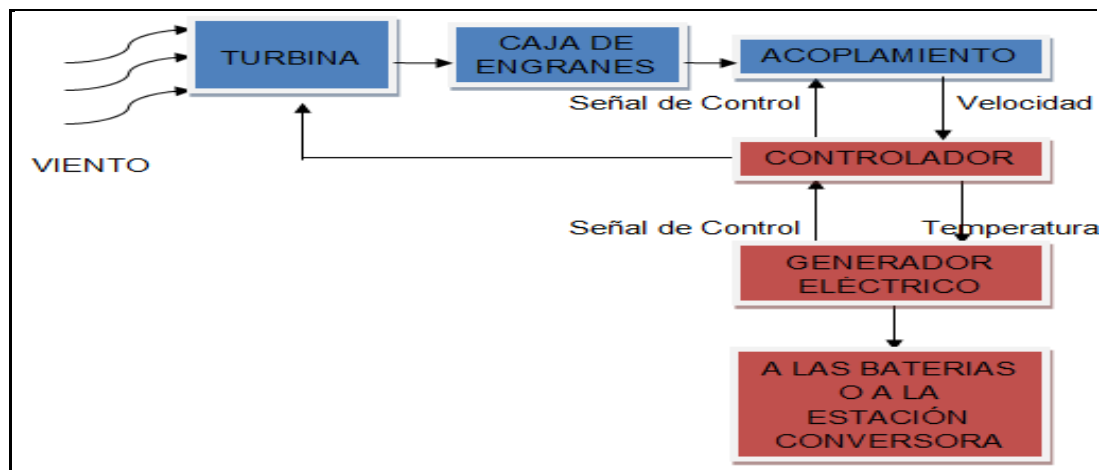


Figura 1.1: Esquema simple de un sistema de energía del viento.

1.2.1 AEROGENERADORES

Son un conjunto de máquinas destinadas a la generación de energía eléctrica utilizando la fuerza del viento, tienen una hélice cuyo diámetro se encuentra en un rango de 50 a 100 [m] y una altura desde el piso o base al centro de giro del rotor entre 60 y 100 [m], figura 1.2, hay varios tipos de aerogeneradores dependiendo de la orientación del eje de giro, los más conocidos son, los de eje horizontal y los de eje vertical siendo los más utilizados para la producción de energía eléctrica los de eje horizontal [1].

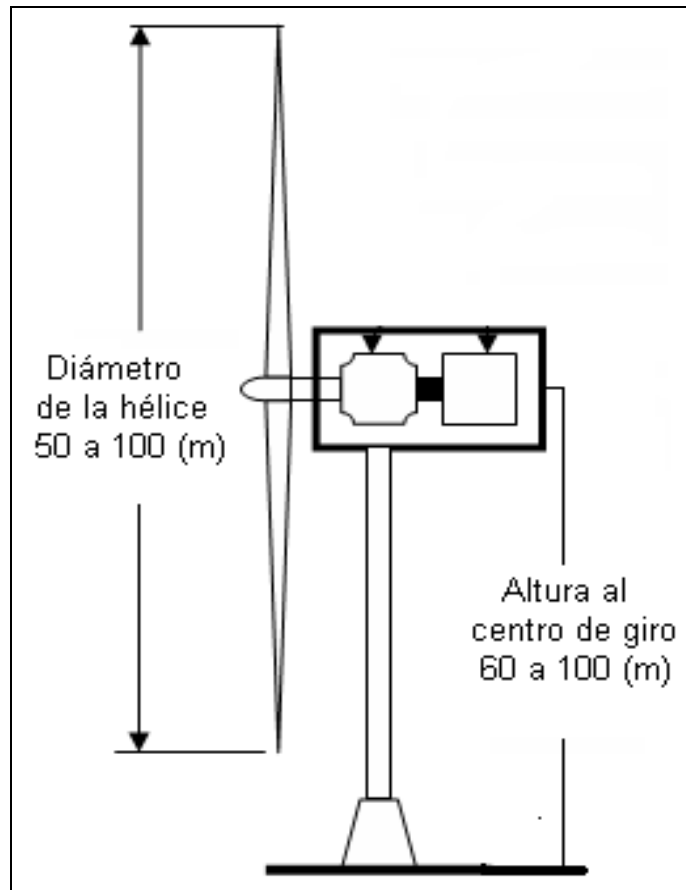


Figura 1.2: Medidas del diámetro de la hélice y la altura de un aerogenerador de eje horizontal².

“La mayoría de las turbinas de viento están diseñadas para operar entre las velocidades de viento de 2.5 a 25 [m/s]”³.

La potencia nominal que presentan los generadores eólicos es respecto a la velocidad del viento, cuando este se duplica la potencia del viento se incrementa por un factor de 8 es decir 2^3 , esto significa que las pequeñas diferencias en la velocidad del viento llevan a grandes diferencias en la producción de potencia [6].

Cuando el viento alcanza velocidades mayores a los 25 [m/s] los aerogeneradores activan sus sistemas de protección, activando los frenos dinámicos o mecánicos para reducir la velocidad de giro de la hélice y si el

² Los autores.

³ G., Enriquez Harper, “Tecnologías de generación de energía eléctrica”, Editorial Limusa S.A, México, 2011, p. 262.

problema de velocidad continua, el aerogenerador sale de funcionamiento [6].

El espacio para el emplazamiento de aerogeneradores es aquel en el que después de hacer rigurosos estudios de vientos y estudios ambientales, cumpla con las siguientes características:

- Una velocidad del viento anual alta.
- Que no se tengan obstrucciones de árboles en un radio de alrededor de 3 [Km].
- Que no se afecte con el hábitat de los animales que viven en la zona.
- Abierto y plano, una densidad de viento de 750 [kmh/m²] por año, ó bien terreno plano cercano al mar con una densidad de potencia aproximada de 2400 [kmh/m²] por año.
- Un espacio montañoso produce un efecto de embudo con una densidad de viento aproximada de 1600 [kmh/m²] por año [6].

Los aerogeneradores de gran potencia empiezan a funcionar cuando se tienen velocidades de viento entre los 3.5 a 4.5 [m/s], alcanzando su potencia nominal entre los 12 y 15 [m/s], esto varía según el modelo del aerogenerador, cuando se alcanzan o pasan velocidades que se encuentran entre los 20 y 25 [m/s] es necesario que el aerogenerador se detenga por precaución para que no sufra daños [7].

1.2.1.1 AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL

Son los más utilizados para generar energía eléctrica, ya que estos se ubican a una gran altura con respecto al suelo, mientras más altos se encuentran se aprovecha de mejor manera la fuerza del viento, se encuentran constituidos por una hélice o rotor acoplado a un conjunto de soporte llamado góndola, en el interior de la góndola se encuentran los otros componentes del aerogenerador, la caja multiplicadora y el generador, la góndola va montada sobre una torre de hormigón o de metal lo

suficientemente rigurosos para que puedan soportar los esfuerzos mecánicos a los que se encuentran sometidos, figura 1.3 [5][6][37].



Figura 1.3: Aerogenerador de eje horizontal.

El área barrida por el rotor para las turbinas de eje horizontal se calcula como se indica en 1.6 [6].

$$A = \frac{\pi}{4} * D^2 \quad (1.6)$$

Dónde:

D es el diámetro del rotor.

1.2.1.2 PARTES DE UN AEROGENERADOR DE EJE HORIZONTAL

A continuación, en la figura 1.4 [6], se muestran las partes que constituyen un aerogenerador de eje horizontal.

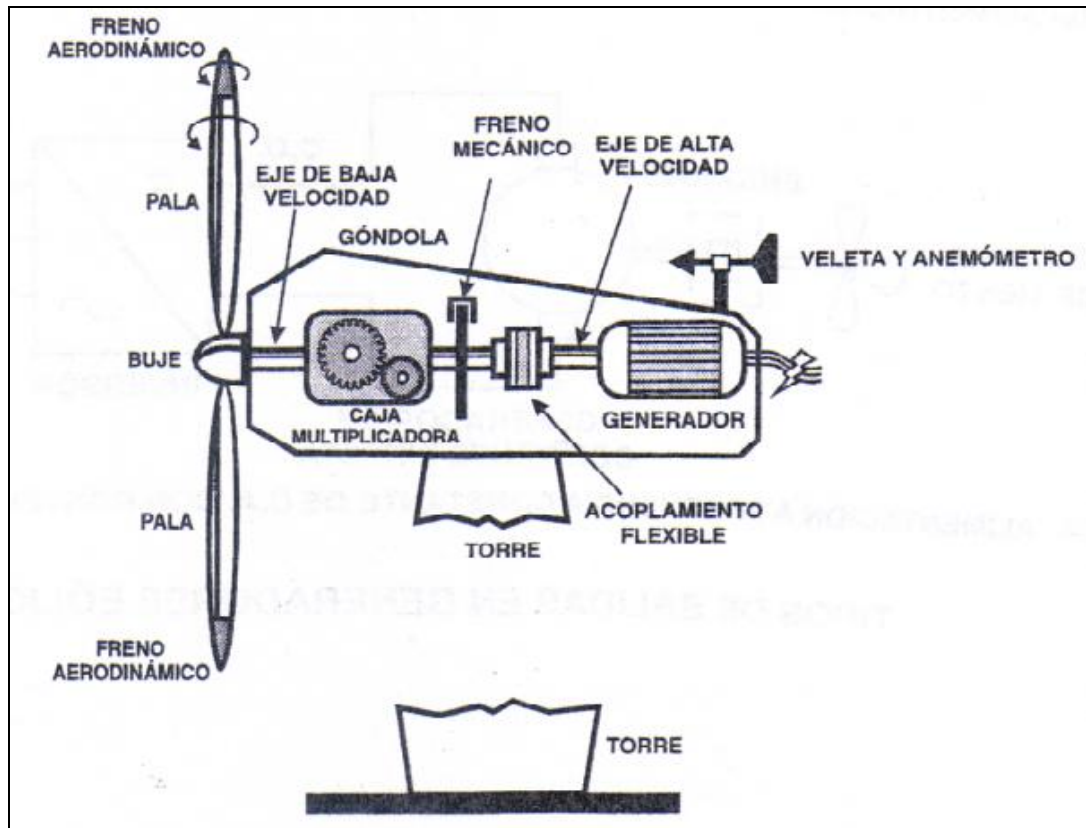


Figura 1.4: Partes constitutivas de un aerogenerador de eje horizontal.

1.2.1.2.1 ROTOR

Puede estar conformado por una, dos, tres o seis palas, también conocidos como monopala, bipala, tripala o multipala, son fabricados de carbono o fibra de vidrio debido a que están sometidos a cargas aerodinámicas variantes, debe existir un acoplamiento adecuado entre las vibraciones de las palas y de la torre ya que si estas no están coordinadas pueden surgir problemas y hasta colapsar la máquina [5].

La hélice o rotor del aerogenerador puede estar situado a favor del viento sotavento, o enfrentada al viento barlovento, figura 1.5 [5]. El autor indica a continuación.

“Si están situadas a sotavento, la turbina se orienta automáticamente en función de la dirección del viento (son auto orientables), pero los efectos de las cargas de fatiga en las palas son mayores; en cambio, cuando el rotor está situado a barlovento, es necesario que el generador disponga de un dispositivo de orientación, aunque posee la ventaja de que los efectos de las

cargas de fatiga son menores. Estos últimos son los molinos de viento más utilizados actualmente”⁴.

Según sea la dirección del viento se situarán ya sea en barlovento o sotavento, teniendo en cuenta las cargas por fatiga en las palas que se presenta, para lo cual es necesario contar con un dispositivo de orientación.

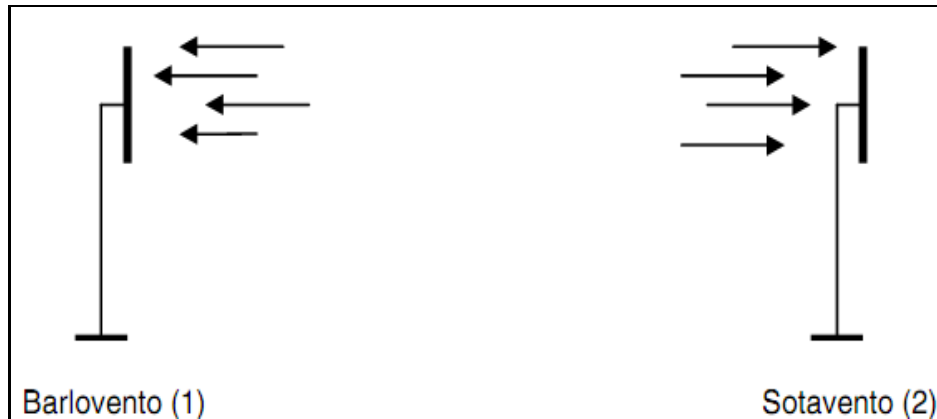


Figura 1.5: Tipos de orientaciones más características de aerogeneradores.

1.2.1.2.2 BUJE

Es la parte mecánica que une la hélice con el eje de baja velocidad, éste es el único elemento externo que gira, al buje se lo une mediante pernos traccionados o también llamados rodamientos de pala para minimizar el rozamiento de las palas cuando este gira sobre su propio eje [5].

1.2.1.2.3 GÓNDOLA

Es una caja que se ubica en la parte superior de la torre, y contiene un conjunto de partes mecánicas, que acopladas a un sistema eléctrico, permiten la transformación de energía cinética, suministrada por el rotor del aerogenerador, en energía eléctrica.

Se compone de un eje principal adaptado al del rotor mediante un embrague, una caja de cambios, un generador eléctrico, un sistema de orientación y frenos.

⁴ R. M., Mujal Rosas, “Tecnología eléctrica”, Barcelona, Octubre del 2000, p. 29.

Esta góndola suele estar recubierta de placas de aluminio, que aíslan el ruido y el calor. Su forma es troncónica o cilíndrica para repartir adecuadamente su peso sobre el eje principal [5][7].

1.2.1.2.4 EJE DE BAJA VELOCIDAD

Une el rotor del aerogenerador a la caja multiplicadora, la velocidad de giro es muy pequeña. Como ejemplo en un aerogenerador de 1.500 [kW] el rotor gira muy lento, con velocidades de 20 a 35 revoluciones por minuto.

El eje de baja velocidad contiene conductos del sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos [7].

1.2.1.2.5 CAJA MULTIPLICADORA

Realiza el acoplamiento entre el rotor del aerogenerador y el generador eléctrico, esta caja eleva la velocidad que llega del rotor del aerogenerador para adaptarla a las necesidades del generador eléctrico, la caja multiplicadora es necesaria a medida que crece el diámetro del rotor, pues se deben limitar las revoluciones por minuto del rotor para evitar que las puntas de las palas trabajen a velocidades con las que se pueden producir daños [7].

1.2.1.2.6 SISTEMA DE CONTROL

Se compone de un microprocesador que permite regular y controlar el ángulo de inclinación de las palas del rotor, así como la disposición de éste con respecto al viento para poder obtener el mayor rendimiento posible, tiene un sistema de seguridad que bloquea las palas del rotor y frenos de disco, para detenerlo en caso de necesidad [5].

1.2.1.2.7 ANEMÓMETRO

Es un instrumento meteorológico que sirve para medir la velocidad y la dirección del viento, en los aerogeneradores cuando se ha alcanzado la velocidad adecuada este instrumento envía señales al equipo de control, para que el aerogenerador entre en funcionamiento [7].

1.2.1.2.8 SISTEMA DE ORIENTACIÓN

Mantiene al rotor frente a la dirección del viento, cuando se produce una variación en la velocidad o dirección del viento se envían señales al microprocesador para que este envíe las órdenes correspondientes a un servomotor que es el encargado de hacer girar el aerogenerador para poder tener una orientación adecuada, el rotor debe estar perpendicular a la dirección del viento, evitando grandes pérdidas de rendimiento en la generación y evitando esfuerzos mecánicos innecesarios [7].

1.2.1.2.9 PALAS

Las palas constituyen la hélice del rotor, en las turbinas modernas se usan hélices constituidas de tres palas, debido a que con tres palas se consigue un mayor equilibrio y una mejor captación del aire circulante que llega a la hélice, las palas son las que hacen girar al rotor y transmiten la potencia del viento hasta el buje para seguir con el proceso de conversión a energía eléctrica [7].

1.2.1.2.10 SISTEMA DE REGULACIÓN

Al momento de poner en marcha un aerogenerador se considera como un aspecto muy importante la velocidad del viento, debido a que el viento no es constante, es decir puede alcanzar velocidades mayores a las que es capaz de soportar provocando el daño de la turbina, para evitar el daño de la turbina es importante tener un sistema de regulación adecuado que pueda controlar dicha variación en la velocidad del viento [9].

“El sistema de regulación en los aerogeneradores es uno de las partes más difíciles de diseñar, ya que el viento no es constante y en ocasiones es muy fuerte, para poder proteger la integridad de la máquina se utilizan distintos mecanismos de regulación para evitar que los fuertes vientos acaben destruyendo la turbina, ya sea quemando el alternador, rompiendo las hélices debido a las grandes fuerzas giroscópicas que actúan sobre ella a grandes velocidades, o provocando grandes vibraciones.

Los grandes aerogeneradores usan sistemas de regulación asistidos electrónicamente”⁵.

El sistema de regulación debe poder resistir los cambios de viento, al diseñar el sistema de regulación se debe considerar los mecanismos necesarios para poder protegerlo de vientos fuertes, los cuales pueden dañar la turbina.

1.2.1.2.11 SISTEMA DE REFRIGERACIÓN

Es el equipo encargado de mantener a una temperatura adecuada el interior de la góndola, para evitar recalentamientos en las máquinas, elementos y materiales del aerogenerador, como explica el autor a continuación.

“El sistema de refrigeración de aerogeneradores de la invención se basa en el enfriamiento del interior de la góndola del aerogenerador desde el interior de la torre y consta de un sistema de producción de agua refrigerada, ubicado en el exterior del aerogenerador, conectado mediante tuberías frigoríficas a un grupo hidráulico para acumulación y bombeo del agua refrigerada que se impulsa por medio de tuberías hidráulicas hasta una unidad terminal”⁶.

El sistema de refrigeración emplea también una batería de intercambio térmico y un ventilador, los cuáles se ubican lo más próximo a la góndola, una vez enfriado el aire del interior de la torre, pasa a enfriar el interior de la góndola, el proceso es monitorizado y controlado por un sistema de control el que verificará también los cambios de temperatura o humedad existentes [38].

1.2.1.2.12 GENERADOR ELÉCTRICO

Es una máquina que produce energía eléctrica a partir de energía mecánica, transforma la energía cinética proporcionada por el rotor del

⁵J.M., Escudero López, “Manual de energía Eólica”, Segunda edición corregida, Madrid, 2008, p. 164.

⁶Patentados.com, “Sistema de refrigeración de aerogeneradores”, disponible en URL: <http://patentados.com/patente/sistema-de-refrigeracion-de-aerogeneradores/>, 28 de noviembre del 2011.

aerogenerador en energía eléctrica, se usan varios tipos de generadores eléctricos los cuales son [8]:

- Generador síncrono con bobinado de excitación, o de imanes permanentes.
- Generador asíncrono de jaula de Ardilla, o de rotor bobinado.

1.2.1.2.12.1 GENERADOR SÍNCRONO CON BOBINADO DE EXCITACIÓN

Los generadores síncronos son máquinas que se usan para convertir energía mecánica en energía eléctrica y son aquellos en los que la frecuencia angular (posición del rotor) es igual a la frecuencia eléctrica, su velocidad está determinada por la frecuencia de la red y el número de polos, los generadores síncronos trabajan a una velocidad constante, en la figura 1.6 [6], se observa un generador síncrono conectado a la red de energía eléctrica por medio de un sistema HVDC [8].

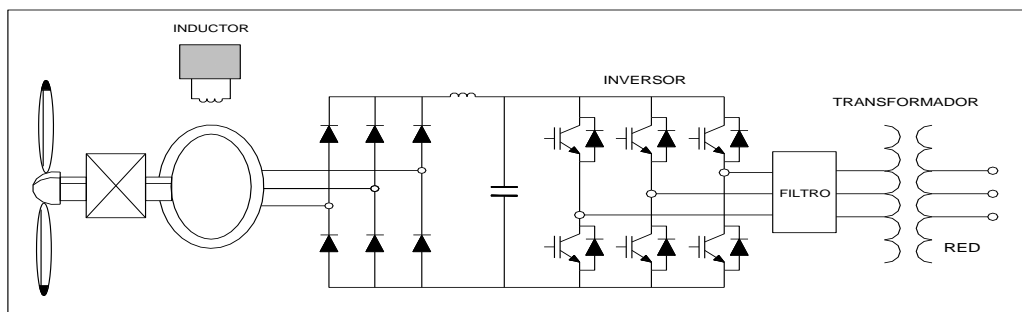


Figura 1.6: Generador síncrono conectado a una turbina eólica.

“En generadores grandes se utilizan excitadores (o excitatrices) sin escobillas para suministrar la corriente de campo dc a la máquina. Un excitador sin escobillas es un generador ac pequeño cuyo circuito de campo está montado en el estator y su circuito de armadura está montado sobre el eje del rotor. La salida trifásica del generador excitador es rectificada a corriente directa por un circuito rectificador trifásico montado también en el eje del generador y se incluye en el circuito principal de campo dc. Controlando la pequeña corriente dc de campo del generador excitador

(localizado sobre el estator), es posible ajustar la corriente de campo de la máquina principal sin anillos rozantes ni escobillas”⁷, figura 1.7 [8].

El sistema de excitación es una fuente de corriente continua de campo para la excitación de una máquina incluyendo los medios de control, en la figura 1.7 [8] se muestra un circuito excitador sin escobillas.

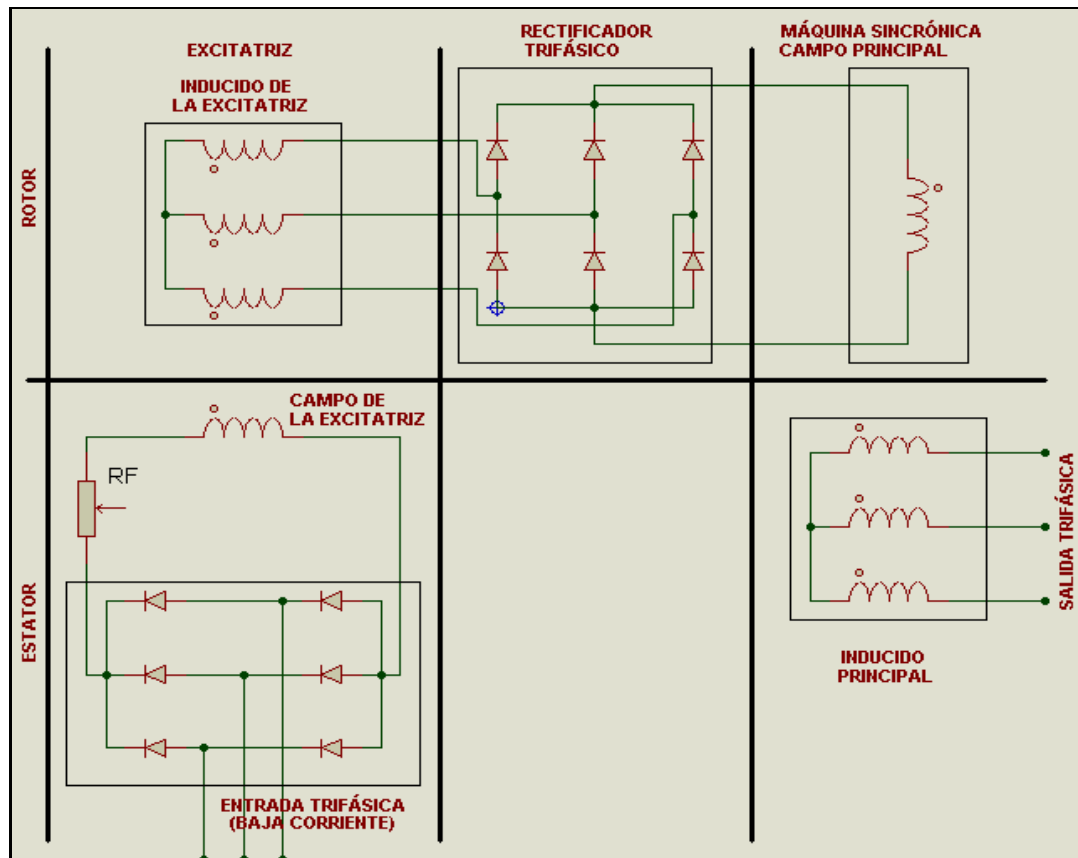


Figura 1.7: Circuito excitador sin escobillas.

“Se rectifica una cantidad pequeña de corriente trifásica y se utiliza para alimentar el circuito de campo del excitador localizado sobre el estator. La salida del circuito de armadura del excitador (sobre el rotor) se rectifica y se utiliza para suministrar la corriente de campo de la máquina principal”.⁸

Para arrancar y poner en funcionamiento una máquina sincrónica, es necesario inyectar corriente directa en el rotor, esto se logra convirtiendo una entrada trifásica de corriente AC a DC, e induciendo esta corriente en el devanado de campo de la máquina.

⁷S. J., Chapman, “Máquinas Eléctricas”, Tercera Edición, Mc Graw Hill, p. 274.

⁸Ídem, p. 277.

1.2.1.2.12.2 GENERADOR SÍNCRONO DE IMANES PERMANENTES

Para que la excitación de un generador sea completamente independiente de cualquier fuente de potencia externa, se utilizan generadores de imanes permanentes, estos crean un flujo constante en el entrehierro que permite prescindir de los devanados del rotor, este generador no requiere de ninguna energía de excitación, anillos deslizantes o sistemas de control de excitación, para su accionamiento se debe inyectar directamente energía en el estator [39].

Los imanes permanentes, se encuentran en el rotor del generador, los imanes giran frente a las bobinas del estator que componen los distintos polos. Los imanes se alinean con los polos evitando variaciones de posición en el rotor y manteniendo la velocidad de sincronismo.

Son muy utilizados en las turbinas de generación eólica debido a que estos generadores siempre mantendrán una velocidad sincrónica, eliminando las cajas multiplicadoras, con una alta eficiencia y reduciendo costes de mantenimiento [39].

Los generadores sincrónicos de imanes permanentes se utilizan en plantas de energía eólica cuya capacidad de generación está entre los 500 a 3300 [kW] [40].

Los generadores sincrónicos de imanes permanentes se destacan por su alta eficiencia, un volumen y pesos menores, y tienen un largo tiempo de vida útil.

1.2.1.2.12.3 VELOCIDAD DE UN GENERADOR SÍNCRÓNICO

La armadura de un generador está conectada a un devanado trifásico y a su vez conectado a tres anillos colectores los cuales se encuentran sobre el eje, conforme va girando se induce un voltaje trifásico el cual depende de la velocidad de giro y de la corriente de excitación de los polos estacionarios [8].

“La frecuencia eléctrica producida está entrelazada o sincronizada con la tasa mecánica de rotación del generador. Un rotor de generador sincrónico consta de un electroimán al cual se suministra corriente directa. El campo magnético del rotor apunta en cualquier dirección según gire el rotor”⁹.

Es decir que la frecuencia eléctrica producida es igual a la velocidad mecánica de giro del flujo magnético en rpm (revoluciones por minuto).

La relación entre la tasa de giro de los campos magnéticos de la máquina y la frecuencia eléctrica del estator, se expresa mediante (1.7) [8].

$$f_e = \frac{n_m P}{120} \quad (1.7)$$

Donde:

f_e es la frecuencia eléctrica en Hz.

n_m es la velocidad del campo magnético en revoluciones por minuto.

P es el número de polos.

1.2.1.2.12.4 GENERADOR ASÍNCRONO JAULA DE ARDILLA O DE ROTOR BOBINADO

El generador asíncrono a diferencia del generador síncrono es aquel en el que la velocidad del rotor no es igual a la velocidad del estator, lo que se conoce como desplazamiento, es decir, el generador no trabaja en sincronismo [8].

Los generadores asíncronos tienen una velocidad variable, el generador está conectado a la red mediante un circuito electrónico de conversión de voltaje de la forma AC-DC-AC, por lo que en sistemas de generación eólica se usa con más regularidad el generador sincrónico [8].

En los generadores asíncronos se crea el campo magnético giratorio por medio del estator, las bobinas del estator se encuentran conectadas a una fuente externa de potencia reactiva todo el tiempo para mantener su campo estático, esta fuente externa de potencia reactiva también debe controlar el

⁹S. J., Chapman, “Máquinas Eléctricas”, Tercera Edición, Mc Graw Hill, p. 277.

voltaje en los terminales del generador, el voltaje de salida del generador es mantenido por el sistema de potencia externo al que se encuentra conectado [8].

En un generador asíncrono a medida que aumenta la diferencia de velocidad de giro entre el campo magnético producido por el estator y el rotor, se produce mayor voltaje en el rotor, aumentando la corriente circulante en el mismo [8].

Con mayor corriente, el campo magnético debido al rotor también crece y el flujo de potencia activa hacia la red eléctrica será mayor, al igual que el consumo de potencia reactiva por parte del generador [8].

El generador tipo jaula de ardilla es aquel en el que su rotor se encuentra constituido por la unión de varias láminas o chapas metálicas, este es el núcleo del rotor, que se encuentra cubierto por conductores de aluminio dispuestos en una forma vertical, estos conductores se encuentran cortocircuitados en sus extremos con anillos metálicos, la unión de estos anillos y los conductores dan como resultado una jaula de ardilla, que es de donde proviene el nombre del rotor de la máquina [8], figura 1.8 [41].

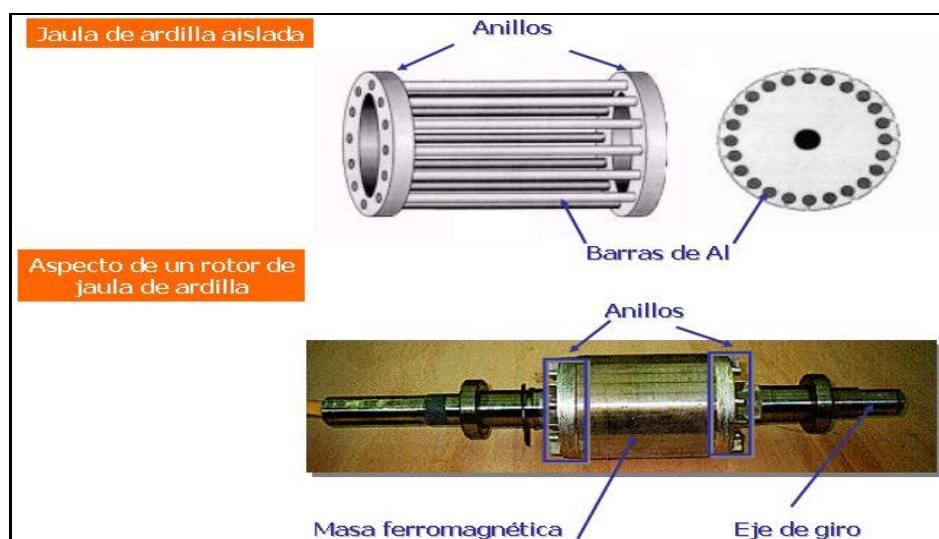


Figura 1.8: Rotor jaula de ardilla.

El generador de rotor con bobinas o de rotor bobinado es aquel en el que el rotor tiene una cantidad de ranuras en su superficie, en estas ranuras se inserta un bobinado, este bobinado se encuentra cortocircuitado a través de anillos rozantes y escobillas, lo que permite su control desde el exterior, esto es una ventaja ya que se puede modificar la velocidad de giro de la máquina y el par de arranque [8], figura 1.9 [41].

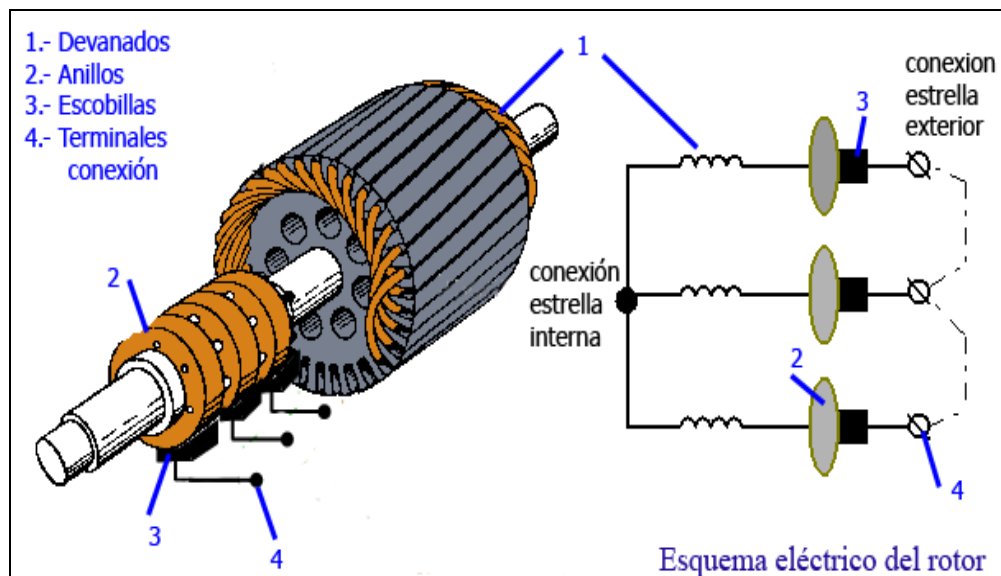


Figura 1.9: Rotor jaula de ardilla bobinado.

El proceso de selección una vez conocida la potencia de la turbina a utilizar, el rango de velocidades de viento en el emplazamiento determinado y la característica par-velocidad del generador, se debe tener cuidado de que el par generado por la turbina no exceda el par máximo del generador, cuando esto suceda se deben tener por medio de los dispositivos de control la desconexión del generador de la red, el generador se puede volver a conectar cuando la velocidad de la turbina se encuentre a una velocidad más baja que la del generador, por otro lado con velocidades de la turbina muy bajas debido a la falta de vientos, se puede llevar al generador a velocidades por debajo de la velocidad de sincronismo, invirtiéndose el par generador y poniéndose la máquina a funcionar como motor [8].

El aerogenerador con generador asíncrono trabaja, al igual que un aerogenerador basado en un generador síncrono, con una velocidad de viento óptima, para la cual da la potencia nominal [8].

Cuando la velocidad del viento baja en valores considerables el rendimiento del generador se ve afectado, pero debido al desplazamiento que tiene el generador asíncrono se puede acoplar rápidamente al nuevo par del rotor de la hélice del aerogenerador [8].

Otra característica del generador de inducción es su factor de potencia, el cual varía con la carga, una excesiva demanda de potencia reactiva es peligrosa, ya que causa caídas de tensión en la línea y en los transformadores [8].

1.2.1.2.13 TORRE

Es uno de los elementos principales de un aerogenerador, es la base en donde se coloca la góndola con todos sus componentes internos y externos, su forma es cilíndrica y está hecha de hormigón o metal, ya que debe soportar el peso del aerogenerador, a su vez de la torre depende la altura a la que se encuentra el aerogenerador, para poder aprovechar los vientos de una manera óptima, figura 1.10 [9] . Para su diseño se deben tomar en cuenta todos los esfuerzos mecánicos a los que se encontrará sometida la torre [7].

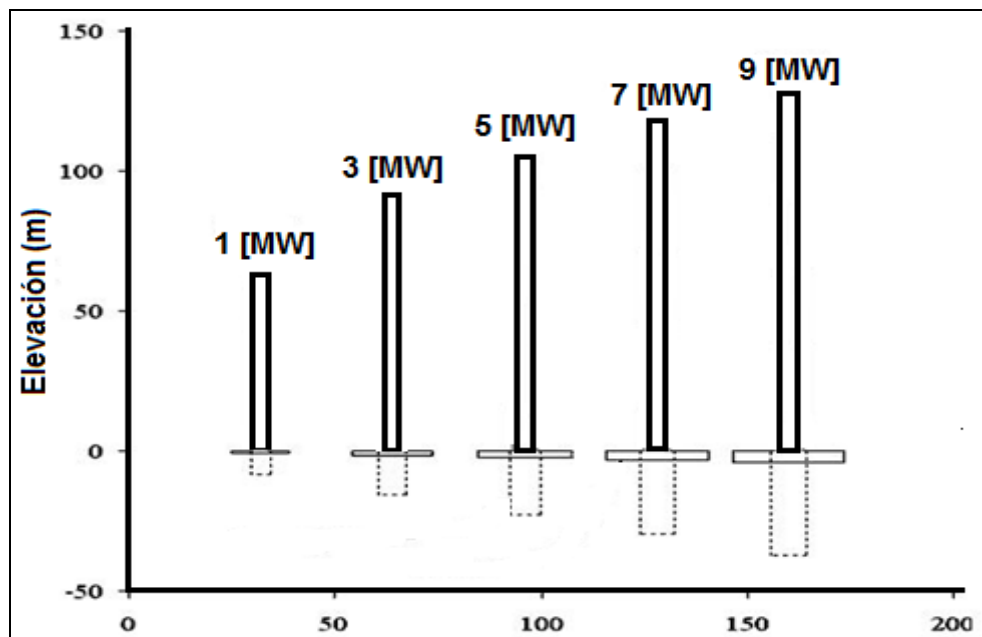


Figura 1.10: Altura de la torre de acuerdo a la potencia del aerogenerador.

1.2.1.2.14 RENDIMIENTO

El rendimiento está asociado con el trabajo que realiza una máquina, se tiene un buen rendimiento de está cuando los resultados esperados se obtienen con el menor esfuerzo posible.

“El rendimiento de las máquinas de eje horizontal es que no solo trabajan con empuje del viento, sino en combinación con la fuerza de sustentación, una hélice bien diseñada busca la combinación de ángulos y formas para evitar turbulencias y sacar el máximo provecho a la combinación de las fuerzas del viento”¹⁰.

El diseño de la hélice del aerogenerador debe considerar el sacarle máximo provecho a la fuerza del viento, el rendimiento de la turbina eólica se incrementa evitando turbulencias y anomalías que pueden afectar el funcionamiento del sistema.

1.2.1.3 AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL

Este tipo de aerogenerador funciona continuamente, siempre que haya viento, la dirección del viento no es importante, en cualquier dirección hará girar las aspas, estos aerogeneradores trabajan con velocidades de viento pequeñas 5 [m/s], no son muy utilizados para la generación eléctrica debido a que estos se encuentran a poca altura y la resistencia de las palas del rotor es muy alta con respecto a la velocidad del viento.

Los aerogeneradores verticales más utilizados son el Darrieus y el Savonius [5].

1.2.1.3.1 AEROGENERADOR VERTICAL DARRIEUS

El aerogenerador Darrieus se encuentra constituido por dos o tres palas, estos aerogeneradores de eje vertical por lo general se encuentran anclados al suelo y no necesitan de una torre, empiezan a funcionar cuando se producen vientos mínimos de 5 [m/s].

¹⁰J.M., Escudero López, “Manual de energía Eólica”, Segunda edición corregida, Madrid, 2008, p. 127.

Este tipo de aerogenerador no requiere de un sistema de orientación, este se acopla automáticamente a la dirección del viento [7].

Es un tipo de aerogenerador simple, una de sus ventajas es que sus componentes se encuentran cerca del suelo, ayudando a que el mantenimiento de los componentes del aerogenerador sea más fácil, figura 1.11 [42].



Figura 1.11: Aerogenerador de eje vertical Darrieus.

1.2.1.3.2 AEROGENERADOR VERTICAL SAVONIUS

Este tipo de aerogeneradores son usados en instalaciones aisladas de las redes convencionales, en donde la demanda de energía eléctrica es pequeña, este aerogenerador tiene la característica de trabajar donde los vientos tienen bajas velocidades, generando poca potencia [7].

La baja potencia se debe a que el diseño de las palas con las que se encuentra construido el aerogenerador ofrecen gran resistencia al viento, siendo así un aerogenerador de bajo rendimiento, figura 1.12 [43].



Figura 1.12: Aerogenerador de eje vertical Savonius.

1.2.2 CAMPOS DE APLICACIÓN DE GENERADORES EÓLICOS

Los campos de aplicación en función de su utilización se clasifican en:

1.2.2.1 SISTEMAS AISLADOS O AUTÓNOMOS

Son sistemas que se encuentran en lugares alejados y cuya función es proveer de energía eléctrica a una zona específica o carga puntual.

“Formados por microturbinas o pequeños aerogeneradores potencia entre 1 y 100 kW, tienen como función cubrir la demanda de energía de pequeños consumidores, la producción de electricidad se la realiza con un generador eléctrico síncrono o asíncrono accionado por el rotor de la máquina eólica.

En muchos casos estos sistemas están asistidos por otras fuentes de energía (por ejemplo, por un grupo electrógeno diesel o un sistema fotovoltaico) dando lugar a los llamados sistemas híbridos. Otras veces la energía de apoyo la reciben directamente de la red eléctrica”.¹¹

Su función es cubrir la demanda de energía eléctrica de pequeños consumidores, para lo cual se emplean aerogeneradores de eje vertical u horizontal, siendo estos asistidos por grupos electrógenos o en algunos casos por la red eléctrica convencional [1].

¹¹M.,Villarubia, “Energía Eólica”, Barcelona, 2004, p. 15

1.2.2.2 PARQUES EÓLICOS

Son un conjunto de aerogeneradores de gran potencia los mismos que trabajan como una central de producción eléctrica para poder alimentar a la red de alta tensión.

Se distinguen dos grandes grupos de parques eólicos: los ubicados en la superficie terrestre, conocidos como onshore, figura 1.13 [44] y los instalados en plataformas marinas, conocidos como offshore, figura 1.14 [45] a una distancia entre mínimo 1 [Km] y 130 [Km] de la costa, con una profundidad de hasta 20 [m], también se encuentran los aerogeneradores flotantes, estos no están anclados al suelo y se encuentran flotando en la superficie marítima [1].

“Para limitar el impacto sonoro que se produce en los aerogeneradores, se limita la velocidad del extremo de la pala, en parques ubicados en tierra, a unos 65 m/s, mientras que en los parques marítimos se alcanzan velocidades hasta de 75 m/s”.¹²

Los efectos sonoros que producen los aerogeneradores pueden resultar molestos para las personas o animales, por lo que se limita la velocidad de giro de las aspas para reducir este impacto [1].



Figura 1.13: Parque eólico terrestre onshore.

¹² M., Villarubia, “Energía Eólica”, Barcelona, 2004, p. 16.



Figura 1.14: Parque eólico marítimo offshore.

El monitoreo del funcionamiento de un parque eólico se lo puede hacer por distintos métodos, en la figura 1.15 [6], se muestran 2 métodos de monitoreo.

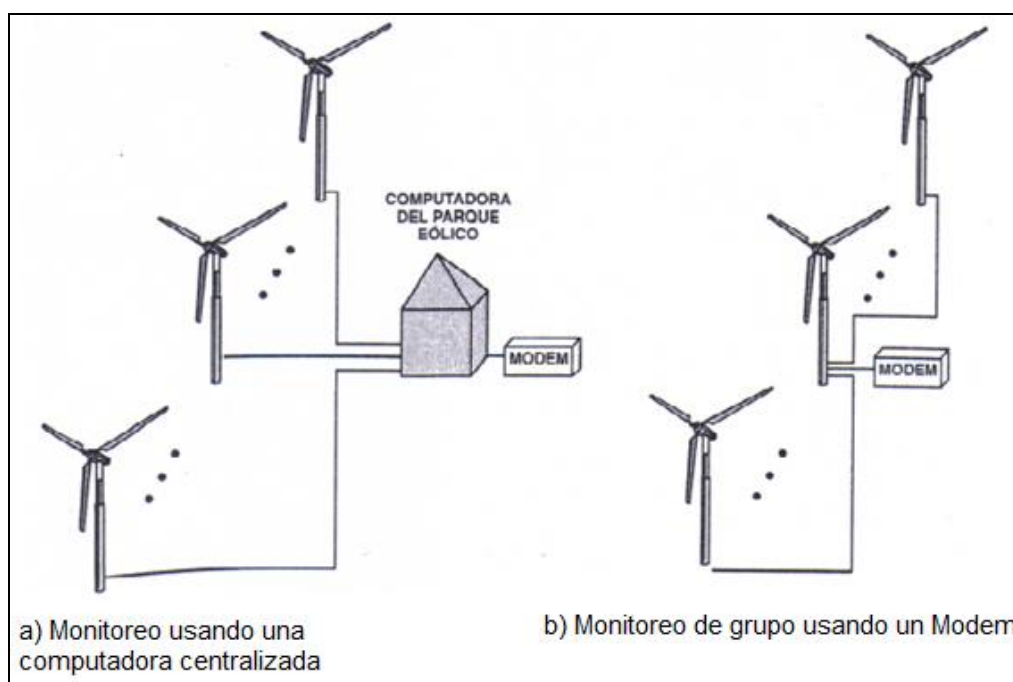


Figura 1.15: Métodos de monitoreo de información en un parque eólico.

1.2.3 GENERACIÓN EÓLICA EN ECUADOR

Al igual que en todos los países del mundo los avances tecnológicos con respecto a la generación eléctrica aprovechando la fuerza del viento en

Ecuador ha tenido un avance significativo, los proyectos de generación eólica en el país son:

1.2.3.1 PARQUE EÓLICO SAN CRISTÓBAL

El primer proyecto de generación eólica en Ecuador es el parque eólico San Cristóbal en Galápagos, en el cerro Tropezón, el cual empezó a funcionar en octubre del año 2007, el parque está constituido por 3 aerogeneradores de 800 [kW] cada uno, con una altura de torre de 51.5 [m] y el diámetro de la turbina de 59 [m] con una potencia de generación de 2.4 [MW] en conjunto, lo que es equivalente a un total de energía eléctrica al año de 6.6 [GWh/año], esta cantidad de potencia satisface el 50% de la demanda de toda la isla [46].

La cantidad de energía eléctrica producida en el año se obtiene por medio de (1.8) [47].

$$Energía = P * 8760 * Fc \quad (1.8)$$

Donde:

Energía es la cantidad de energía eléctrica generada por el parque eólico en el año [Wh/año]

P es la potencia instalada en el parque de generación en [MW].

Fc es el factor de capacidad o factor de planta, que indica la cantidad real de energía producida, es el porcentaje del tiempo que el parque eólico operaría en su potencia nominal, este se obtiene dividiendo la potencia real generada para la potencia que el parque habría producido al 100%.

“Normalmente el factor de planta para un parque eólico varía entre el 25 y el 35%”.¹³

¹³ F., Conrado Moreno, “Calcular la energía”, disponible en URL: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia33/HTML/articulo07.htm>, 08 de enero del 2013.

1.2.3.2 PROYECTO EÓLICO BALTRA-SANTA CRUZ

En la isla Baltra en Galápagos se construye el Proyecto Eólico Baltra - Santa Cruz, el cual generará en una primera fase un total de 2,25 [MW], lo que es equivalente a un total de energía eléctrica al año de 6 [GWh/año], la construcción de este proyecto se inició en el año 2009, y se prevé que entre en funcionamiento en el año 2012, este proyecto eólico alimentará la demanda de la Isla Santa Cruz y de la Isla Baltra [49].

“Los aerogeneradores son suministrados por el fabricante UNISON de Corea del Sur, cada aerogenerador tiene una potencia individual de 750 kW, con 3 palas, la altura de la torre es de 50 m, y el diámetro del rotor es de 57 m, lo que quiere decir que la altura desde la base de la torre hasta la punta máxima de la pala es de 78.5 m, respetando la disposición de la Dirección General de Aviación Civil, la velocidad de rotación de las palas oscila entre 9 – 28 revoluciones por minuto (rpm), sin caja de transmisión, con un generador sincrónico de imanes permanentes”¹⁴.

Según el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) para el año 2015 las Islas Galápagos tendrán una generación eléctrica limpia por medio únicamente de generación eólica, eliminando el consumo de combustibles fósiles y la contaminación ambiental en las Islas.

“Con este proyecto se reducirá el consumo de diesel empleado en la generación térmica tanto en la Isla Santa Cruz así como en la Isla Baltra con una reducción de 3,840 Ton CO₂ /año y de 450,000 galones diesel / año y un consecuente ahorro por no compra de diesel (considerando precio real de diesel) 1'350,000 USD/año”¹⁵.

Al no consumir combustibles fósiles se ahorra dinero, este puede ser invertido en nuevos proyectos de generación eléctrica o aportar para la culminación de proyectos que se encuentren en ejecución.

1.2.3.3 PROYECTO EÓLICO VILLONACO

El proyecto eólico Villonaco, figura 1.16 [50] ubicado en Loja, inició su construcción en agosto del 2011, es el primero de esta naturaleza que se

¹⁴ ERGAL, “Energías renovables para Galápagos, Islas Baltra-Santa Cruz”, disponible en URL: <http://www.ergal.org/boletin.php?c=1432>, 08 de enero del 2013.

¹⁵ Ídem.

construye en Ecuador continental a una altura de 2.720 metros sobre el nivel del mar e incorpora energía renovable al Sistema Nacional Interconectado, disminuyendo la emisión de gases contaminantes a la atmósfera [50].



Figura 1.16: Parque eólico Villonaco.

Con una velocidad de viento promedio de 12,4 [m/s], este parque de generación eólica aportará con 16 [MW] de potencia lo que es un equivalente en energía eléctrica de 59 [GWh/año], el parque eólico consta de 11 aerogeneradores de 1,5 [MW] cada uno, una subestación de elevación de 34.5 a 69 [kV], y una línea de subtransmisión que enlaza la Subestación Villonaco con la Subestación Loja del Sistema Nacional Interconectado. La segunda etapa será la instalación para poder generar 32 [MW] [50].

Según el (MEER) el miércoles 2 de enero de 2013 se inició la puesta en operación del Parque Eólico Villonaco, entregando energía al Sistema Nacional Interconectado [50].

1.2.3.4 PROYECTOS EN ESTUDIO

Según el programa de eficiencia energética en Ecuador se busca cambiar la matriz de energía eléctrica en el país, por lo que se están impulsando y haciendo estudios de vientos en zonas donde se podrían emplazar parques eólicos, estos proyectos según el MEER son:

- Salinas I y II 40 [MW] en la provincia de Imbabura.
- Membrillo 45 [MW] en la provincia de Loja.
- Las Chinchas de 10 a 15 [MW] en la provincia de Loja.
- Huascachaca 50 [MW] en la provincia del Azuay.
- García Moreno [15 MW] en la provincia del Carchi.

1.3 ELEMENTOS, CONEXIONES Y PARTES CONSTITUTIVAS DE UN SISTEMA HVDC

El principio de funcionamiento de un sistema HVDC es la conversión de corriente alterna a corriente directa y de corriente directa a corriente alterna AC-DC-AC, para lograr la conversión se usan los siguientes componentes, conexiones y configuraciones [10].

1.3.1 PARTES CONSTITUTIVAS DE UN SISTEMA HVDC

Las partes que constituyen un sistema HVDC, hacen que la conversión y transmisión de energía eléctrica sean posibles, esta tecnología de transmisión data de los años setenta pero con el avance de la tecnología, las partes y los elementos se han ido mejorando, los elementos utilizados en un sistema HVDC son [11]:

- Convertidor HVDC.
- Transformadores de conversión.
- Filtros AC y DC.
- Reactor de alisamiento.
- Sistema de control del HVDC.

1.3.1.1 CONVERTIDOR HVDC

La función principal de un convertidor HVDC es convertir la corriente alterna en corriente directa o viceversa, para propósito de ser transmitida, para realizar la conversión de AC-DC-AC se usan tiristores SCRs (Rectificador controlado de silicio) ó transistores IGBTs (Transistor bipolar de puerta aislada), al momento de realizar la conversión, cualquier convertidor con la tecnología actual genera armónicas tanto en la parte de AC como en la parte de DC, estos son controlados con filtros AC y DC, al realizar la transformación de AC-DC es importante tener en la entrada el mayor número de fases, esto es para eliminar el rizado en la línea y obtener una línea DC lo más plana posible [12][2].

1.3.1.2 TRANSFORMADOR DE CONVERSIÓN

El transformador de conversión es una parte importante en un sistema HVDC, el cual se encarga de la transformación de corriente alterna a corriente alterna pero con los niveles respectivos para el accionamiento de las válvulas, siendo usados también como aisladores de la parte de la red y el convertidor, son capaces de soportar y reducir los armónicos generados por los convertidores HVDC, el tipo de diseño más utilizado es un transformador de tres devanados [2].

El transformador de conversión también se utiliza para suministrar los voltajes de AC mediante una conexión que permita la reducción de las armónicas más frecuentes, como son la quinta y séptima armónica, sirve como impedancia en el sistema AC para reducir las corrientes de cortocircuito y controlar la corriente en tiristores ó transistores durante la conmutación.

1.3.1.3 FILTROS AC Y DC

La función principal de los filtros es reducir las armónicas generadas al momento de la conversión de AC a DC, proporcionan potencia reactiva la cual es necesaria para el proceso de conversión [2].

El tipo de diseño del filtro AC depende de la tecnología que se implementa al convertidor, o para mejor comprensión depende de las armónicas que se tenga en el convertidor [3].

Los filtros DC son utilizados básicamente para reducir la parte de AC que queda en la señal de corriente continua, son filtros pasa bajos diseñados para filtrar armónicos de distintos órdenes, estos se conectan en paralelo a la línea DC [3].

1.3.1.4 REACTOR DE ALISAMIENTO

El reactor de alisamiento está conectado en serie al convertidor en la parte de AC, y la principal función es reducir el rizado así como reducir las corrientes armónicas en DC, evitando fallos en la conmutación de las válvulas debido a disparos fuera de los ángulos requeridos, y al incremento de la corriente de cortocircuito en el lado de AC [2].

1.3.1.5 SISTEMA DE CONTROL HVDC

El sistema de control es el cerebro de un sistema de transmisión HVDC, ya que este determina la forma de funcionamiento del sistema, así como el de un sistema en AC, siendo este fácil de controlar por medio del ángulo de disparo de las válvulas en las estaciones de conversión, permitiendo modificar de forma casi instantánea el valor de voltaje de salida de la estación variando la corriente continua y la potencia transmitida [7].

El alto control de los sistemas HVDC puede usarse para estabilizar el sistema AC al cual se encuentre conectado, siendo también usado para controlar la frecuencia de la red y la frecuencia de los generadores conectados en una estación de rectificación [3].

Las estaciones conversoras de HVDC clásico tienen un sistema básico de control el cual controla la corriente en el rectificador y el voltaje en el inversor, controlando únicamente la potencia activa, sin embargo con la tecnología HVDC light el sistema de control se basa en el uso del transistor

bipolar de potencia aislado o IGBT, el cual controla las potencias activa y reactiva, con un requerimiento mínimo de energía para su control lo cual permite conectarlos en serie obteniendo un mayor control [3].

1.3.2 CONEXIONES DE UN SISTEMA HVDC

Los sistemas de generación eólica normalmente se encuentran ubicados en lugares alejados de poblaciones y empresas distribuidoras en donde la energía eléctrica convencional no puede ingresar con facilidad, para lo cual se ve la necesidad de usar HVDC, siendo importante mencionar para esto las diferentes conexiones de este sistema, las cuales se describen a continuación [10]:

1.3.2.1 CONEXIÓN MONOPOLAR

Es una conexión a un solo hilo, figura 1.17, interconectando dos estaciones convertidoras por el mismo, por ser usualmente de polaridad negativa solo conduce en una dirección empleado para el retorno los electrodos de conexión a tierra, por lo cual se deberá tener en cuenta las pérdidas en la tierra, si no son muy significativas o no se puede instalar por problemas medio ambientales no es aconsejable el empleo de la misma, pese a ser bastante ahorradora por motivo de cable [12].

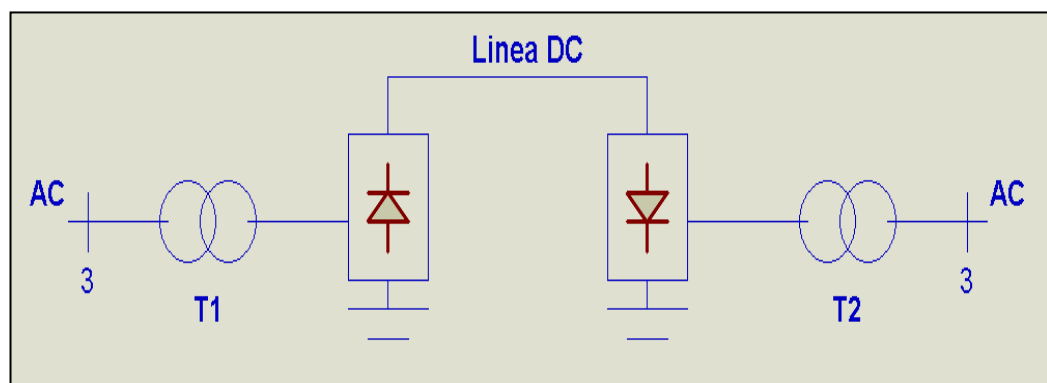


Figura 1.17: Conexión Monopolar¹⁶.

¹⁶ Los autores.

1.3.2.2 CONEXIÓN BIPOLAR

Esta es una conexión a dos hilos o dos conductores, es decir las dos estaciones convertidoras están conectadas por dos hilos, uno de polaridad positiva y otro de polaridad negativa como si se tuviera dos conexiones monopolares, al funcionar los dos hilos, el neutro tiene una corriente casi igual a cero, debido a la ley de las corrientes de kirchhoff, la cual postula que las corrientes de diferente polaridad y de igual magnitud en un mismo punto se anulan.

La conexión bipolar, figura 1.18, es muy conveniente en caso de falla o de mantenimiento en una línea, permitiendo la conexión en forma Monopolar y su retorno se hará por la conexión a tierra que se tiene en las subestaciones [12].

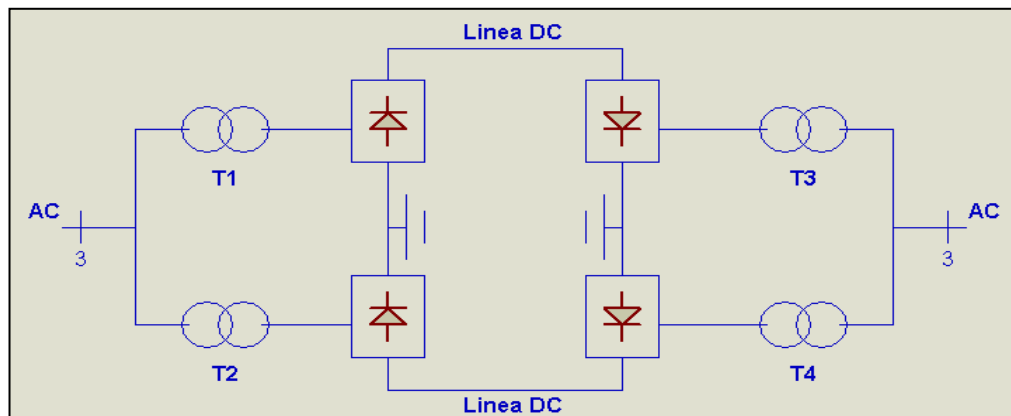


Figura 1.18: Conexión Bipolar¹⁷.

1.3.2.3 CONEXIÓN HOMOPOLAR

En esta conexión se tienen dos hilos conductores, de la misma polaridad, utilizando como retorno la tierra o un conductor metálico, ante una falla en un hilo la conexión permite que la subestación soporte toda la carga en un solo hilo. Es por eso que esta conexión es más efectiva que una conexión bipolar, figura 1.19 [3][12].

¹⁷ Los autores.

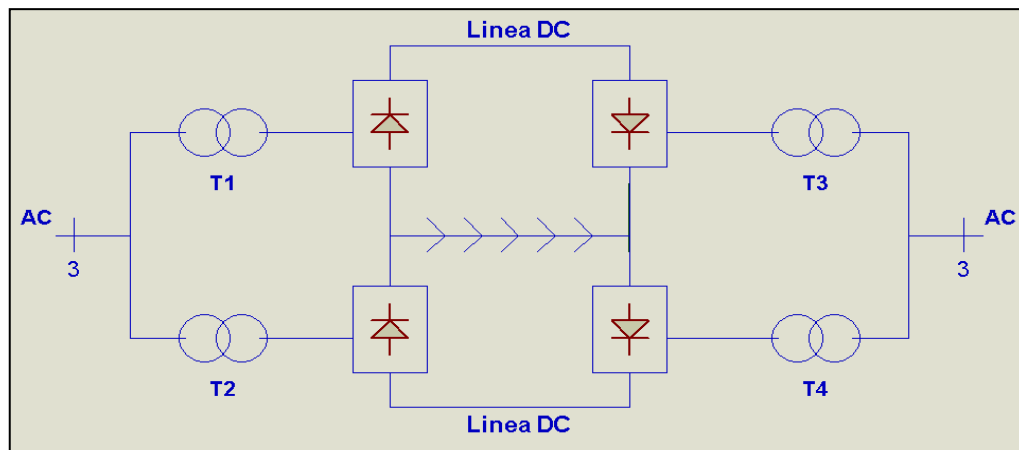


Figura 1.19: Conexión Homopolar¹⁸.

1.3.3 CONFIGURACIONES DEL SISTEMA HVDC

Los sistemas HVDC dependiendo de las necesidades de la interconexión, del medio por el que se va a transmitir (aéreo, subterráneo o submarino), y de la manipulación de las variables eléctricas puede variar sus configuraciones [10].

1.3.3.1 CONFIGURACIÓN PUNTO A PUNTO

Es la configuración más extendida, esta topología permite la conexión entre dos estaciones convertidoras por medio de una línea DC a grandes distancias, generalmente se la utiliza para conexiones submarinas, figura 1.20 [12].

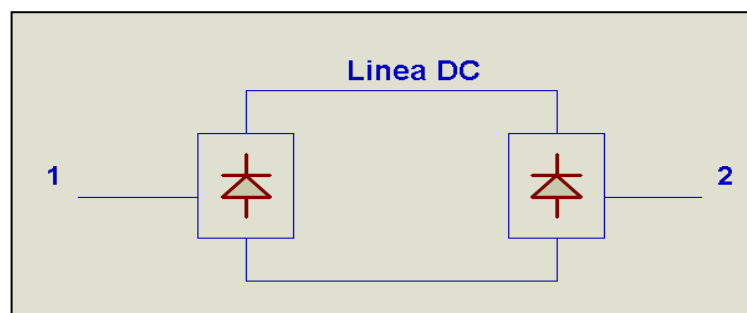


Figura 1.20: Configuración conexión Punto a Punto¹⁹.

¹⁸ Los autores.

¹⁹ Ídem.

1.3.3.2 CONFIGURACIÓN BACK TO BACK

La configuración back to back no requiere de una línea de transmisión en DC, debido a que esta configuración conecta dos equipos convertidores (dos sistemas AC) que están en una misma subestación, figura 1.21, es una excelente configuración para la conexión de dos sistemas asíncronos (de diferente frecuencia) y también para la conexión de dos sistemas con igual frecuencia pero ninguna relación de fase [10].

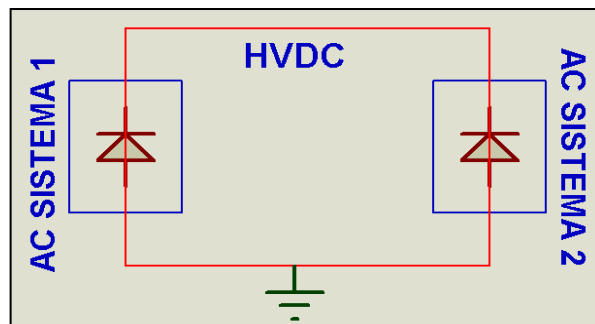


Figura 1.21: Configuración Back to Back²⁰.

1.3.3.3 CONFIGURACIÓN MULTITERMINAL

Este tipo de configuración se la emplea para la conexión entre subestaciones que se encuentran ubicadas a grandes distancias una de la otra, existen dos tipos de configuraciones multiterminal en paralelo, figura 1.22, y multiterminal en serie, figura 1.23 [13].

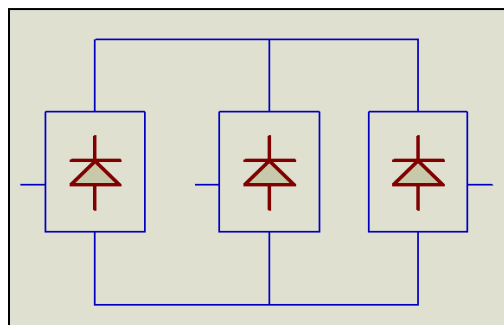


Figura 1.22: Multiterminal paralela²¹.

²⁰ Los autores.

²¹ Ídem.

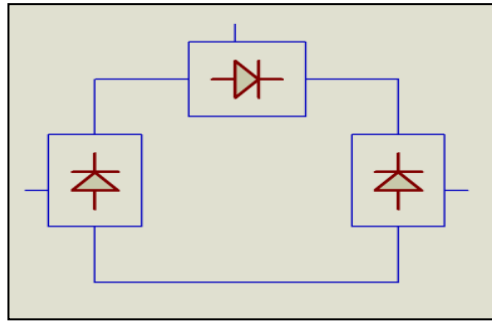


Figura 1.23: Multiterminal serie²².

1.4 ESTACIONES CONVERTIDORAS AC-DC-AC

Para poder transportar la energía eléctrica producida por un parque de generación eólica por medio de un sistema HVDC es necesario realizar la conversión de corriente alterna a corriente directa, para la conversión de AC-DC se utilizan las estaciones rectificadoras, y para la conversión de DC-AC se utilizan las estaciones inversoras, con este proceso se puede entregar energía a las empresas de transmisión de energía eléctrica convencionales, con el voltaje, la potencia y la frecuencia requerida, figura 1.24 [11][13].

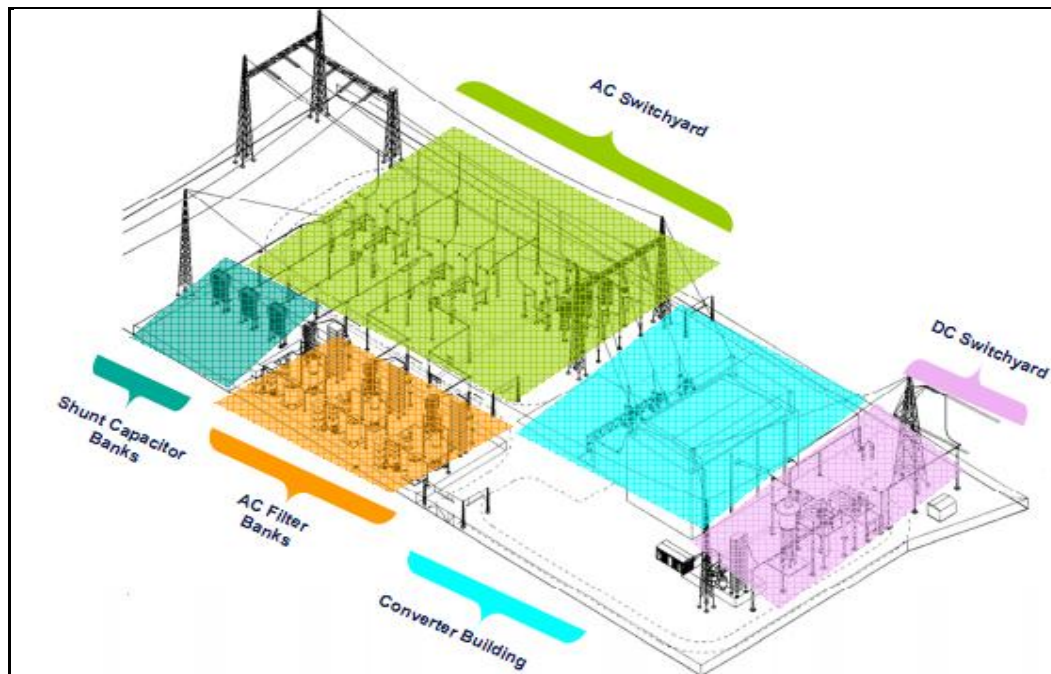


Figura 1.24: Estación convertidora HVDC.

²² Los autores.

1.4.1 TECNOLOGÍA DE LAS ESTACIONES CONVERTIDORAS DE CA-CD-CA

En las estaciones de conversión se utilizan tiristores ó transistores de potencia, los cuales se encargan de convertir la corriente alterna a corriente continua o viceversa, en una estación de conversión se utilizan diferentes tecnologías como la clásica o LCC y la tecnología VSC o HVDC Light [14].

1.4.1.1 TECNOLOGÍA CLÁSICA O LCC (HVDC Classic)

La forma de funcionamiento de esta tecnología se basa en el uso de tiristores SCRs los cuales controlan el momento de disparo pero no controlan el momento de corte en la conversión, además precisa potencia de cortocircuito para la conmutación (es decir apagado de tiristores), que tiene que ser suministrada por redes vecinas, toda tecnología actualmente desarrollada para conversión de energía, genera armónicas tanto en la corriente alterna como en la corriente continua, para lo cual es exigente el uso de filtros de AC y de DC, figura 1.25 [11][51].

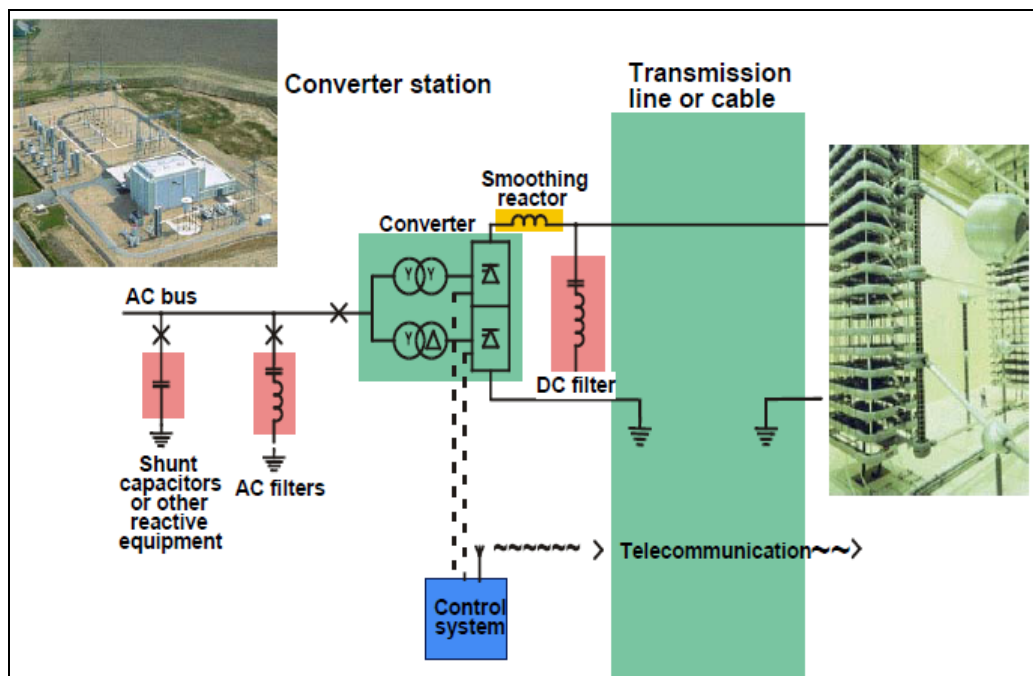


Figura 1.25: Estación de conversión HVDC clásica.

Los componentes de un sistema de conversión HVDC descritos anteriormente se muestran en la figura 1.26[11] usando la tecnología clásica.

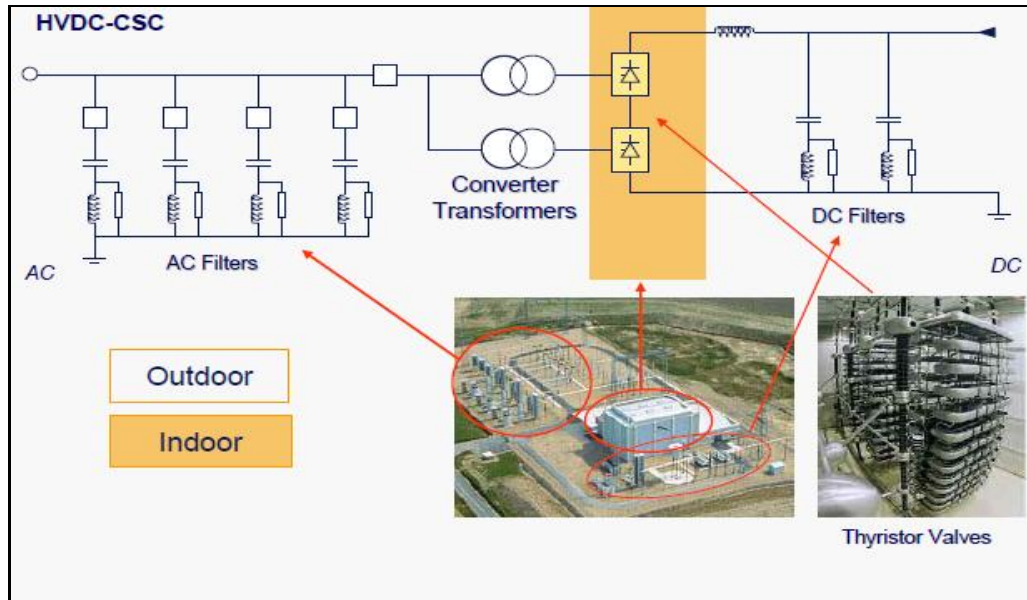


Figura 1.26: Ubicación de las componentes en una estación de conversión HVDC.

1.4.1.2 TECNOLOGÍA VSC (HVDC Light)

Este tipo de tecnología se basa en la posibilidad de controlar el encendido y apagado de los componentes del convertidor permitiendo controlar la parte activa y reactiva. Esta tecnología no es basada en tiristores como en la tecnología clásica, esta tecnología se basa en transistores de potencia de última generación o IGBT, los cuales fueron presentados por la empresa ABB a mediados de 1990, con el nombre comercial de HVDC light, a comparación de la tecnología clásica esta tecnología presenta una aproximación mucho mejor de las características de la tensión sinusoidal con lo cual la necesidad de filtrado es mucho menor. Al igual que en la tecnología clásica los IGBT son el control de la estación, figuras 1.27 y 1.28 [11][14][51].

En la figura 1.29 [6] se muestra un aerogenerador conectado a un sistema HVDC Light, el cual alimenta a una red de energía eléctrica convencional.

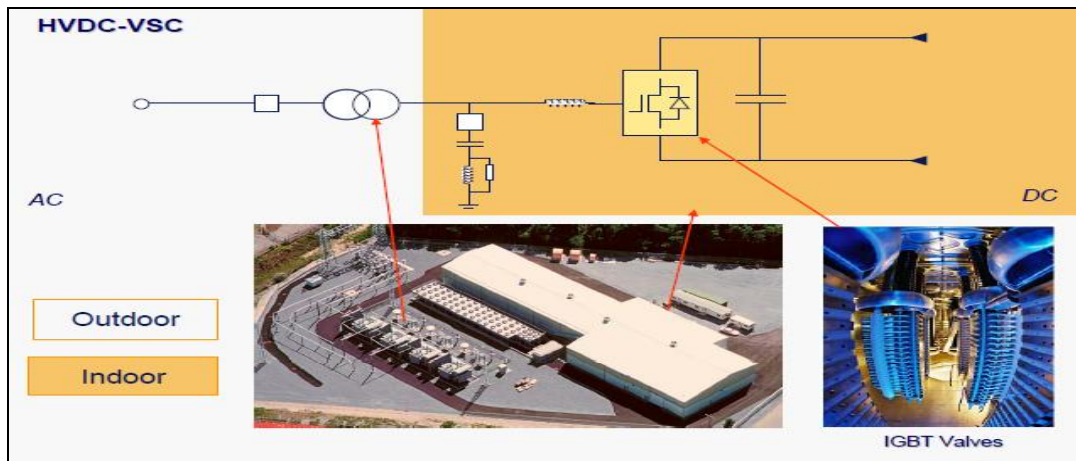


Figura 1.27: Estación de conversión con tecnología HVDC light.

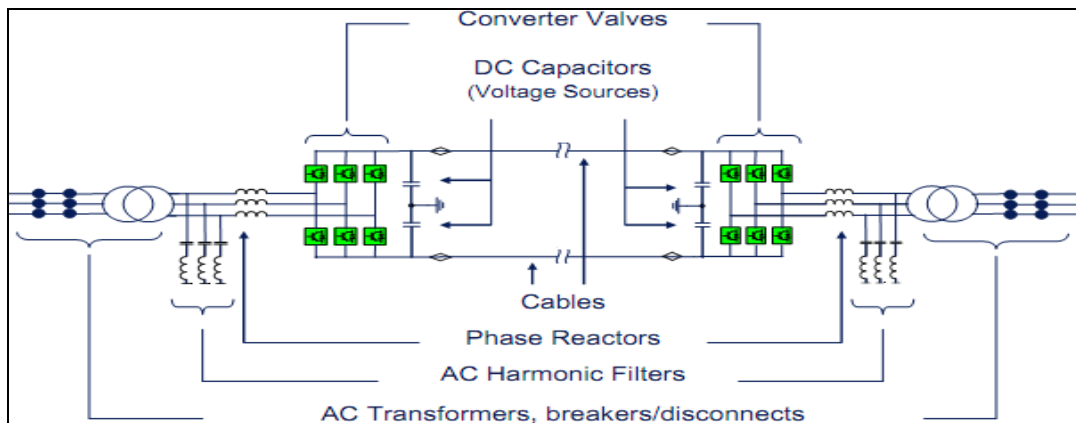


Figura 1.28: Diagrama simplificado de un sistema de transmisión HVDC Light.

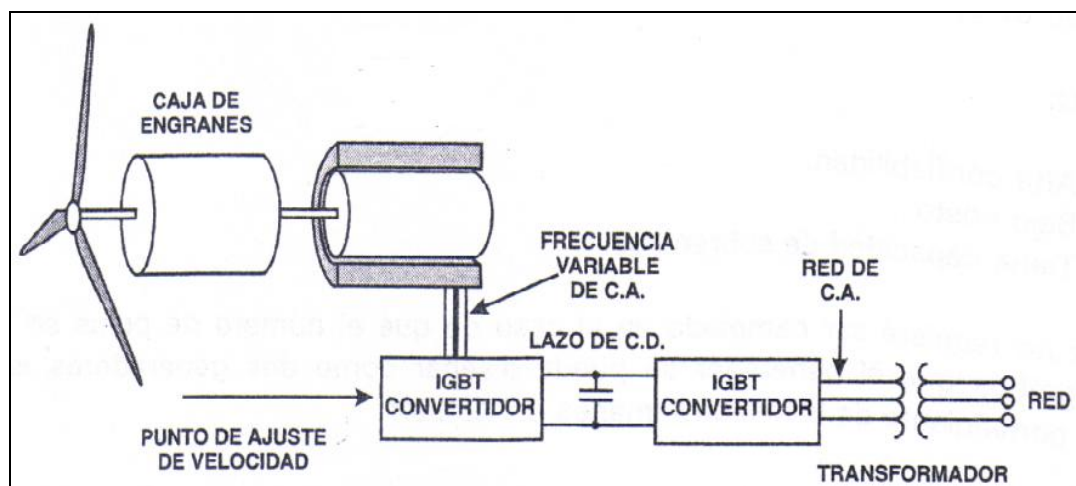


Figura 1.29: Turbina de generación eólica conectada a un sistema de energía eléctrica convencional por medio de un sistema HVDC Light.

CAPÍTULO II

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE USAR SISTEMAS HVDC

2.1 COMPARACIÓN ENTRE HVDC CLASSIC Y HVDC LIGHT

Los sistemas HVDC pueden ser Clásicos o Light, estos se diferencian por sus características de construcción, por su capacidad de operación, por su constitución, por su costo y por la necesidad de su aplicación [14][16][17][18].

2.1.1 SISTEMA HVDC CLASSIC

- La conversión AC-DC-AC se la realiza por medio de tiristores.
- Alta capacidad de potencia, su potencia nominal es superior a 100 [MW], muchos de estos sistemas están en el rango de 1000 – 3000 [MW].
- El flujo de energía se controla de forma rápida y precisa, tanto el nivel de potencia como la dirección son determinados por los sistemas de control.
- Puede variar el nivel de potencia desde carga mínima 5% y 10% hasta carga máxima 100%.
- Por debajo de la carga mínima la transmisión se puede situar en modo de reserva activa.
- Depende del correcto funcionamiento de la red de AC. La estación convertidora AC-DC requiere una potencia mínima de cortocircuito (S_{sc}) desde la red de AC conectada, la transmisión HVDC clásica no puede suministrar potencia a una red sin generación o con generación muy pequeña o remota.

- Genera gran cantidad de armónicas, por lo que es necesario filtros AC y DC.
- Necesitan gran espacio para su implementación, debido a los filtros.
- Consumen reactivos de la red AC a la que se encuentra conectado.
- No tiene la capacidad de arranque en negro.
- Para invertir el flujo de potencia es necesario cambiar la polaridad de los convertidores, para esto es necesario desenergizar el sistema.
- Limitan la propagación de perturbaciones.
- Requiere el uso de cables MI, alta capacidad de voltaje.
- Tecnología más madura, comenzó en 1972.

2.1.2 SISTEMA HVDC LIGHT

Un sistema HVDC light posee una tecnología que se desarrolla día a día, por lo que posee más beneficios en operación en relación al sistema HVDC Classic.

- La conversión AC-DC-AC se la realiza por medio de transistores IGBT.
- Se la denomina transmisión invisible ya que su transmisión se puede hacer por medio subterráneo.
- Estos sistemas son más costosos que los sistemas HVDC clásicos.
- Baja cantidad de potencia, se utiliza para transmisiones de energía eléctrica de hasta 1200 [MW].

- No tiene un nivel mínimo de potencia, puede variar progresivamente desde +100% a -100%, sin interrupción.
- Para invertir el flujo de potencia no es necesario desenergizar el sistema ya que este puede variar de +100 hasta - 100 de acuerdo a los ángulos de disparo, inversión del flujo de corriente.
- No necesita la potencia de cortocircuito ya que el inversor no necesita la ayuda de generadores externos, puede energizar una red muerta (puede arrancar en negro).
- No produce un nivel significativo de armónicas, no es necesaria la presencia de filtros.
- Se diseñan de forma modular y se pueden ir acoplando de acuerdo al crecimiento del parque generador.
- Ocupan un espacio menor al de una estación HVDC clásica, alrededor del 50 al 60% del área.
- Tienen un costo entre el 10 y el 15% mayor al de un sistema HVDC Clásico.
- Pueden consumir o generar reactivos.
- Limitan la propagación de perturbaciones.
- Requiere el uso de cables XLPE, baja capacidad de voltaje.

Debido a su tecnología un sistema HVDC Light es la mejor elección para transportar energía, el sistema clásico presenta las siguientes desventajas [15]:

- Se necesita redes de AC suficientemente fuertes para las válvulas de conmutación.
- No tiene la capacidad de arranque en negro (iniciar las unidades de generación sin el apoyo de la red de transmisión de energía eléctrica externa).
- La operación continua de potencia activa por debajo del 5% no es posible, lo que complica la energización cuando los sistemas de generación eólica trabajan con bajas velocidades viento.
- Posee una gran complejidad en un sistema multiterminal, debido a la alta velocidad de comunicación entre todos los terminales, requerida por el sistema de control.

2.1.3 RESUMEN DE COMPARACIÓN ENTRE HVDC CLASSIC Y HVDC LIGHT

En la tabla 1.1, se muestra un resumen de las principales diferencias que se presentan entre los sistemas HVDC Classic y HVDC Light.

El control P y Q, es decir, control de potencia activa y reactiva, se utiliza para evitar el colapso de voltaje del sistema frente a disturbios, fallas u otros eventos que se producen en el SEP, también para maximizar o minimizar la potencia activa que puede ser transferida de un sistema a otro, y para aportar o consumir potencia reactiva del sistema AC al que se encuentra conectado, cuando este lo requiera.

Tabla 1.1: Comparación entre HVDC Classic y HVDC Light.

COMPARACIÓN ENTRE HVDC CLASSIC Y VSC-HVDC		
CARACTERÍSTICAS	HVDC CLASSIC	VSC-HVDC
RANGO DE POTENCIA	1000-3000 MW + - 150 Kv	1200 MW + - 500 kV
SEMICONDUCTORES	Tiristores SCR	IGBT
TIPO DE CABLES	Mass Impregnated Paper Oil/Paper	Polietileno reticulado (XLPE)
CONTROL P (Potencia Activa)	Si	Si
CONTROL Q (Potencia Reactiva)	No	Si
POTENCIA INVERSA SIN INTERRUPCIONES	No	Si
PÉRDIDAS	0,8%	1,6%
Capacidad de arranque (Black Out)	NO	SI
Costos	1	Mayor en un 10 y 15% al de HVDC Classic
Espacio para implementación	Mayor en un 50 a 60 % del área de HVDC Light	1

2.2 PRINCIPALES APLICACIONES SISTEMAS HVDC

- Transmisiones de energía eléctrica por medio submarino, puede interconectar turbinas de generación eólica que se encuentren emplazadas en el mar, y por medio de una transmisión HVDC con cable submarino transportar esa energía hasta una estación en tierra [3].
- Interconexiones entre uno o más sistemas eléctricos que trabajen a diferente frecuencia, los sistemas de generación eólica producen energía eléctrica con frecuencia variable debido a la variación del viento, un sistema HVDC da el valor adecuado de frecuencia a la energía para que pueda ser utilizada de una manera eficiente [2].

- Inversión de flujo de potencia.
- Transmisión de energía eléctrica por medios donde el derecho de vía (Franja de servidumbre) es inflexible, un sistema HVDC ocupa torres más pequeñas y un menor número de conductores para transmitir la misma cantidad de potencia que en AC, además en sitios donde no se puede usar una transmisión aérea un sistema HVDC es una opción viable debido a su flexibilidad para hacer transmisiones de energía eléctrica subterráneas [2].
- Transmisión de grandes potencias a grandes distancias [3].
- Las estaciones conversoras HVDC al ser modulares no requieren de gran espacio para su implementación, por lo que estas se pueden instalar en zonas urbanas donde no hay un gran espacio, y con transmisiones subterráneas, el impacto visual es casi nulo.
- Estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico de potencia, los sistemas HVDC aportan con la estabilidad del SEP de AC, estos despejan las perturbaciones que se han producido en AC, evitando que estas se propaguen en cascada por todo el sistema, el sistema HVDC aporta o consume reactivos de la red de AC ayudando a que la red se recupere cuando se ha producido una anomalía [16].

2.3 VENTAJAS DEL USO DE SISTEMAS HVDC

Los sistemas HVDC independientemente de si son clásicos o Light presentan una serie de ventajas al ser el enlace entre sistemas de generación eólica y sistemas AC convencionales.

2.3.1 INTERCONEXIONES ASÍNCRONAS

La unión de un sistema de generación eólica con otros sistemas eléctricos no se la puede hacer directamente en HVAC, ya que la frecuencia en los sistemas de generación eólica no es constante, para lograr esta

interconexión se debe utilizar un enlace de alta tensión de corriente continua (HVDC) que actúa como interfaz entre los sistemas.

Las interconexiones de sistemas eléctricos con diferente frecuencia permiten:

- Transacciones de energía confiable y segura.
- Compartir reservas de energía entre sistemas.
- Economía en el comercio de energía.
- Incrementar la diversidad.
- Interconexión entre países.

En un sistema de generación eólica la energía eléctrica producida trabaja a distinta frecuencia del sistema eléctrico convencional, para poder unir estos dos sistemas se puede utilizar estaciones convertidoras, que mediante elementos como tiristores o IGBTs transforman la corriente eléctrica de AC a DC y de DC a AC modulando la tensión y la corriente a la frecuencia óptima, figura 2.1 [2][3].

Cuando únicamente se necesita variar la frecuencia a valores específicos se puede usar la configuración back-to-back, ya que no existe la necesidad de implementar una línea de transmisión [10].

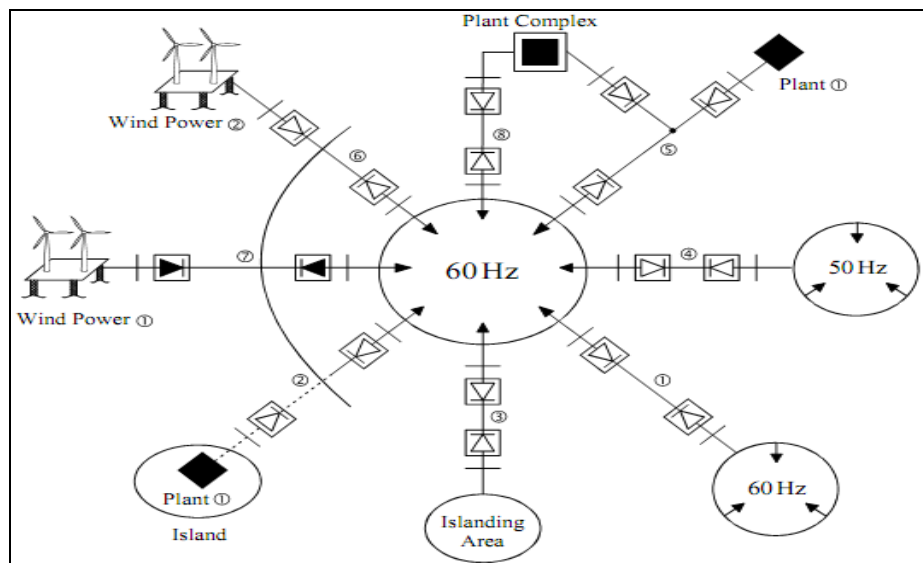


Figura 2.1: Interconexión entre sistemas con diferentes frecuencias.

2.3.1.1 CONVERSIÓN DE FRECUENCIA

Para poder realizar la conversión de frecuencia se necesita una estación convertidora en la que se tienen las siguientes etapas [11]:

- Rectificación de corriente eléctrica AC a DC.
- Etapa intermedia (filtros para reducir armónicas).
- Inversión de la corriente DC a AC.
- Etapa de control.

La conversión de energía eléctrica se la hace por medio de tiristores o transistores, modulando la frecuencia a los valores requeridos, para la interconexión se usa un PWM que es controlado por medio de un microprocesador [3].

La utilización de elementos rectificadores genera armónicas tanto en la línea de alimentación como en la carga, estas armónicas se reducen mediante la implementación de filtros de AC y DC.

2.3.1.2 TRANSACCIONES DE ENERGÍA CONFIABLE Y SEGURA

Las interconexiones asíncronas permiten realizar transacciones de energía entre sistemas eléctricos que trabajan a diferente frecuencia, estas transacciones de energía son altamente confiables ya que no importa la complejidad de los sistemas que se vayan a interconectar, o el medio por el que se vaya a realizar la transacción, el sistema HVDC hace que los dos sistemas eléctricos tengan un funcionamiento óptimo de acuerdo a las necesidades de ambos sistemas, permitiendo tener una transacción de energía eléctrica segura, altamente confiable y sobre todo con regularidad del flujo de energía a las frecuencias necesarias para que la interconexión sea exitosa [2].

2.3.1.3 COMPARTIR RESERVAS DE ENERGÍA ENTRE SISTEMAS

Al poder variar la frecuencia de los sistemas de generación eólica, se puede realizar la interconexión con los sistemas convencionales de energía eléctrica, cuando las variaciones de energía eléctrica lo requieran, por ejemplo cuando un sistema no pueda abastecer su demanda, este podrá disponer de la energía eléctrica de un parque eólico, con el voltaje, potencia y frecuencia necesarios para que operen de manera adecuada todos los componentes del SEP, satisfaciendo la necesidad del consumidor [2].

2.3.1.4 ECONOMÍA EN EL COMERCIO DE ENERGÍA

Es la capacidad de generación de ahorro, ya que por medio de las interconexiones asíncronas los sistemas que requieren adquirir energía eléctrica de otros sistemas pueden seleccionar las compañías generadoras que tengan un costo menor, siendo una de estas compañías una central de generación eólica, ya que evita el consumo de combustibles fósiles, la frecuencia a la que genere el parque eólico no presenta ningún problema, ya que en la subestación convertidora se le da a esta energía eléctrica la frecuencia necesaria para que pueda ser conectada al sistema convencional [2].

2.3.1.5 INCREMENTAR LA DIVERSIDAD

Las interconexiones asíncronas permiten incrementar la diversidad de centrales de generación eléctrica, ya que no solo se dependerá de una central para satisfacer la demanda de energía eléctrica sino que se podrá seleccionar entre las diferentes centrales de generación, dependiendo de las necesidades siendo una opción viable la alimentación por medio de un parque eólico, el mismo que se podrá unir a la red convencional de energía sin problemas por medio del sistema HVDC, el cual hará la conversión de frecuencia a la frecuencia del sistema [2].

2.3.1.6 INTERCONEXIÓN ENTRE PAÍSES

En la actualidad a nivel mundial se busca la manera de satisfacer la demanda de energía eléctrica con la implementación de centrales de generación por medio de energías renovables, por lo que es importante poder hacer la interconexión entre países a diferentes frecuencias, una de las energías renovables más utilizadas es la energía eólica, esta produce energía eléctrica limpia y con poca contaminación a una frecuencia no constante, un sistema HVDC cambia la frecuencia a la frecuencia de la red a la que se va a alimentar [2].

De esta manera y en un futuro se podrá realizar el intercambio de energía eléctrica entre los diferentes países para eliminar poco a poco las centrales de generación que producen alta emisión de gases de efecto invernadero.

2.3.2 TRANSMISIÓN DE ENERGÍA

El transportar energía eléctrica desde el punto de generación hacia las empresas distribuidoras ha sido durante muchos años un tema importante debido a las pérdidas que se presentan en las líneas, figura 2.2 [3], al transportar energía en AC se debe tener en cuenta la capacidad del cable y la distancia mientras que con la tecnología de transmisión por medio de corriente continua de alta tensión o HVDC se logra solucionar los efectos que se presentan en AC, evitando un gran porcentaje de pérdidas y transmitiendo grandes cantidades de potencia debido a que se puede controlar la transmisión y no sobrecarga ni propaga ninguna corriente de fallo, protegiendo la estabilidad del sistema [11].

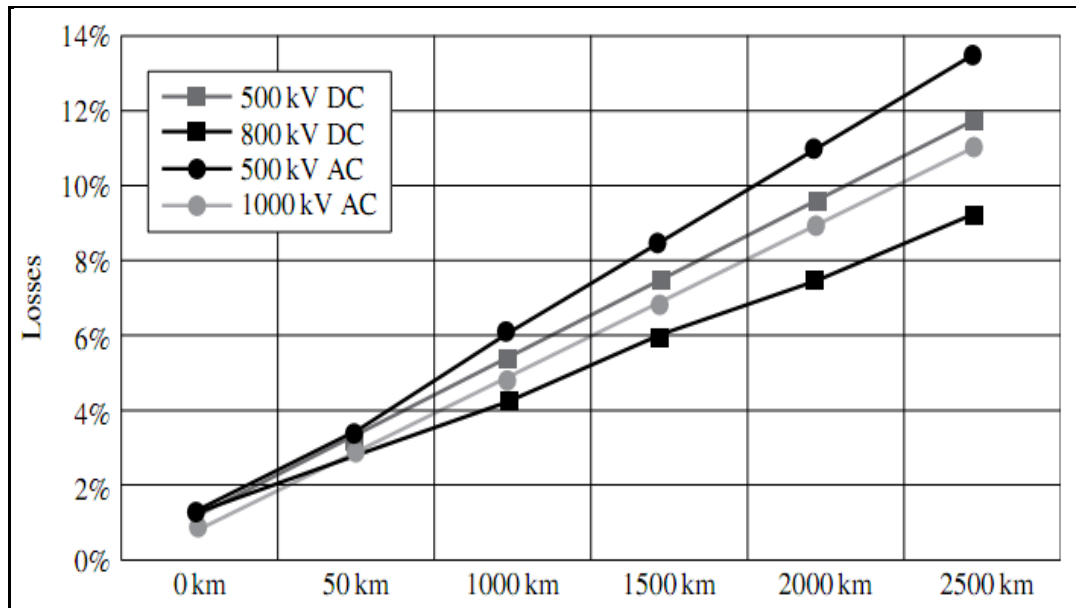


Figura 2.2: Comparación de las pérdidas en el transporte de energía.

Para la transmisión de energía por medio del enlace HVDC se tiene dos topologías, la tecnología HVDC clásica y la tecnología HVDC light, al ser tomada la energía eléctrica de una red trifásica en AC pasa por una estación convertidora para ser transformada en DC y ser transportada por medio de cables o líneas de transmisión hasta otra estación convertidora para ser transformada en AC y ser inyectada a una red receptora, figuras 2.3 y 2.4 [4].

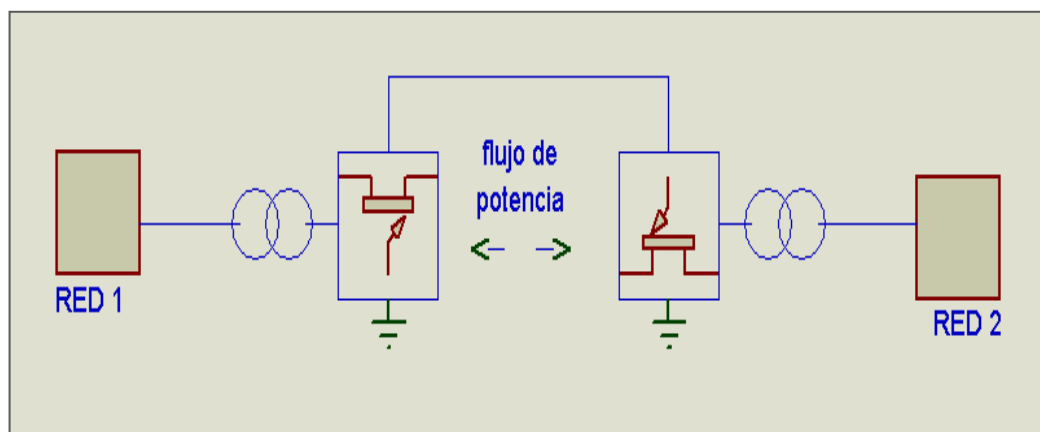


Figura 2.3: Esquema básico de interconexión de sistema HVDC clásico²³.

²³ Los autores.

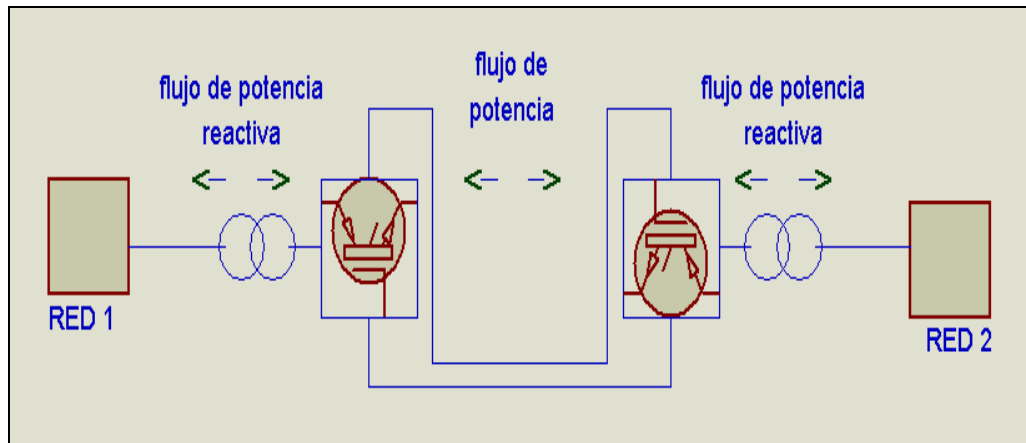


Figura 2.4: Esquema básico de interconexión de sistema HVDC light²⁴.

En los sistemas HVDC la energía transmitida no está regida por impedancias o ángulo de fase, lo que si ocurre en una transmisión de energía en HVAC [3].

2.3.2.1 CONTROL DE POTENCIA

La transmisión HVDC clásica puede variar su potencia desde una carga mínima que normalmente va desde el 5 al 10 por ciento, hasta una carga máxima que va hasta al 100 por ciento más sobrecarga, mientras que en un sistema HVDC light se tiene nivel mínimo de potencia por lo cual se puede variar progresivamente la potencia desde el +100 al -100 por ciento, sin conmutar baterías de filtros o condensadores en paralelo y sin interrupciones [16].

La transmisión en HVDC light puede garantizar una fuente de potencia estable, en el tema ambiental una disminución en cuanto a la contaminación visual ocupando menor espacio y una eficiencia por medio de los cables de directa hacia un lugar remoto. El costo de mantenimiento en sistema de transmisión HVDC es muy bajo debido a que esta tecnología no contribuye a la corriente de falla en la red, disminuyendo la demanda del uso de algunos interruptores llegando incluso a eliminarlos, figura 2.5 [16][4].

²⁴ Los autores.

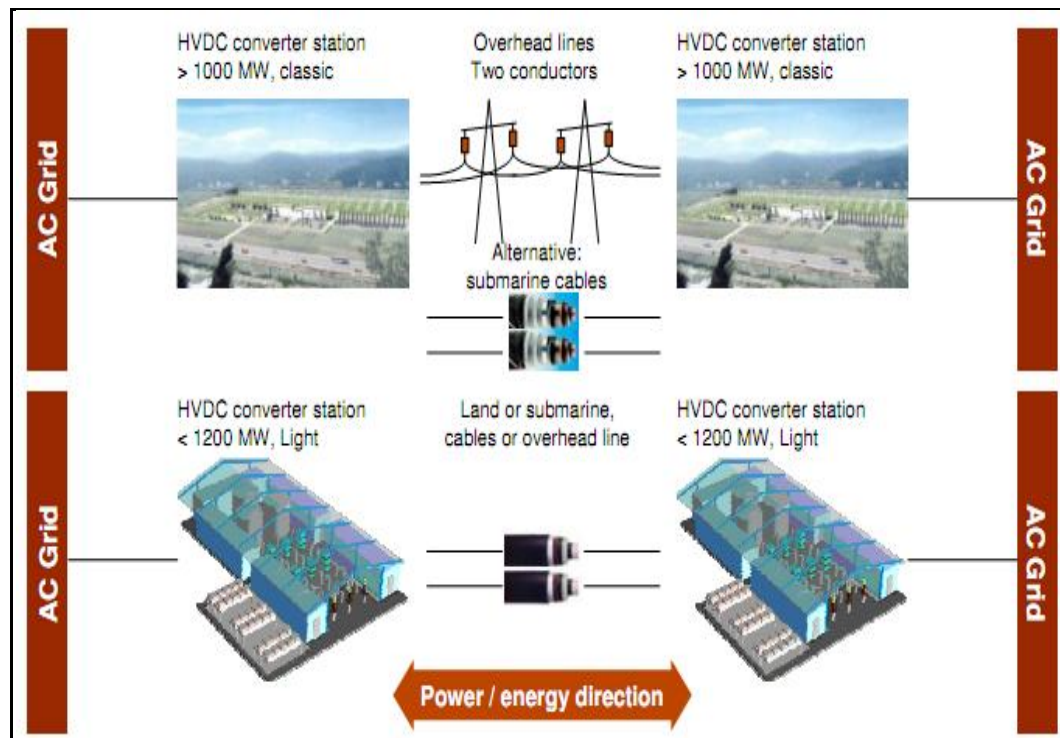


Figura 2.5: Límites de potencia en la transmisión de energía en HVDC y HVDC Light.

2.3.2.2 CAPACIDAD SOBRE DERECHOS DE VÍA

Para incrementar la capacidad de transmisión en una línea AC, se tiene necesariamente que incrementar la sección del conductor sustituyendo a los conductores viejos, mientras que para la transmisión en DC se podrían utilizar las mismas líneas y convertirlas para la transmisión en DC incrementando la capacidad de transmisión alrededor del 90%, para la transmisión en DC se usan torres más pequeñas que las torres AC y se transmite la misma cantidad de potencia, ocupando un espacio reducido de la vía por donde pasan las líneas[52].

2.3.2.3 CABLE XLPE

XLPE o cables extrudidos poliméricos, figura 2.6 [53], pese a ser nuevos en el mercado tuvieron que pasar varios años para ser tomados en cuenta por razón de cargas en espacios entre el aislamiento las cuales generan altos campos eléctricos que no controlados causan rupturas dieléctricas, pero con la aparición de estos cables extrudidos se soluciona este

inconveniente. Dando al sistema de aislamiento un extrudido triple lo cual significa que se tiene pantalla del conductor, aislamiento y pantalla de aislamiento todos extrudidos simultáneamente, permitiendo una construcción fuerte, permitiendo manipular el cable y haciendo su instalación mucho más sencilla [51].

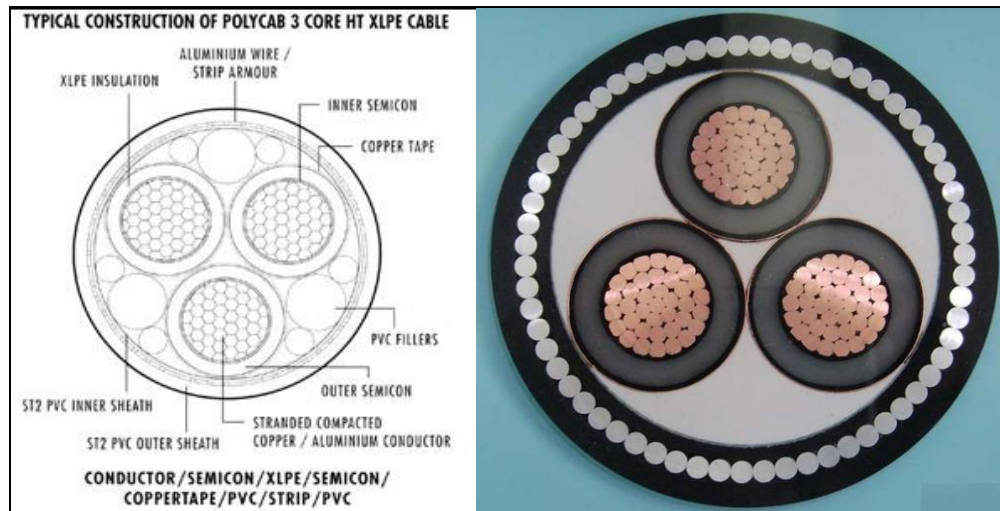


Figura 2.6: Estructura de un cable XLPE.

Debido a la robustez que presentan los cables XLPE estos se los puede emplear para instalaciones directamente bajo tierra, aéreo aislado y en lugares submarinos de difícil acceso como son aguas profundas y suelos marinos muy rocosos, debido a todo esto los nuevos cables XLPE están remplazando a los cables viejos como son los cables MI.

2.3.2.4 CABLES MI

Este tipo de cables, figura 2.7 [20], pueden ser usados para transmisiones de longitudes infinitas y de alta potencia, su aislamiento se lo realiza por medio de papel y aceite, que rodea el conductor, estos conductores también son conocidos como cables de aislamiento sólido, los niveles de aislamiento dependen de la densidad del papel buscando obtener la mayor fuerza dieléctrica posible [17].

*“Estos cables pueden transportar hasta 1000 MW por cable en un sistema de DC a 600 kV y, por tanto, 2000 MW en funcionamiento bipolar. Los cables impregnados en masa se han utilizado desde 1985”.*²⁵



Figura 2.7: Estructura de un cable MI.

En la figura 2.8 [17], se muestra la gráfica que indica la evolución de los conductores para transmisión HVDC.



Figura 2.8: Evolución en cables HVDC.

²⁵ABB, “Cables submarinos impregnados en masa hasta 600 kV CC” disponible en URL: <http://www.abb.com/product/db0003db002618/c12573e7003302adc125702e0055084a.aspx>, 12 de enero del 2013.

2.3.2.5 CABLES DE ALTA VERSUS CABLES DE DIRECTA

Al momento de comparar los cables de alterna con cables de directa se debe tener en cuenta:

Distancia y Capacidad de corriente de carga.

Al transmitir potencia en AC se tiene que los cables presentan menor vida útil por su requerimiento de corriente de carga, debido a que la corriente viaja por los extremos de conductor, además una transmisión en alterna no es usada para distancias mayores a los 50 [km], lo cual en los cables de directa no ocurre, la vida útil de cable es mucho mayor debido al requerimiento de corriente de carga, la corriente viaja por el cable ocupando su totalidad al no tener impedancias y ángulo de desfase, esto hace que la vida útil del cable sea mayor y su capacidad de transporte de energía sea mayor sin necesidad de elevar el tamaño del cable, al ser una transmisión de energía por medio de dos cables positivo y negativo se ocupa menor espacio en torres de transmisión de energía ya que su retorno se lo hace por tierra, figura 2.9 [2][21].

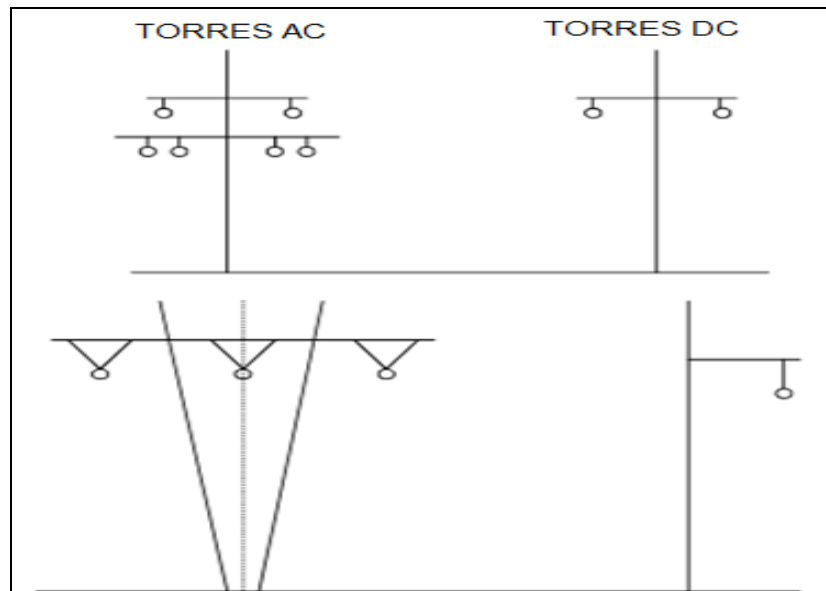


Figura 2.9: Configuración de torres para Transmisión de energía eléctrica en AC y DC, para una misma cantidad de Potencia.

2.3.3 CONTROL DEL FLUJO DE POTENCIA

El análisis de flujos de potencia en sistemas eléctricos permite determinar voltajes, intensidades, potencias activa y reactiva en diferentes puntos del sistema, con el objetivo de optimizar las condiciones de operación del SEP [23].

Para determinar el rendimiento del sistema se hace un estudio de flujo de potencia en condiciones de régimen permanente, bajo condiciones operativas del SEP, con cambios de configuración del sistema y actuación de los equipos, dos de los métodos más utilizados para hacer el análisis de flujos de potencia en sistemas AC son el método iterativo de Newton-Raphson y el método de desacoplado rápido, pero para hacer el análisis en sistemas AC-DC-AC se debe acoplar a este modelo las variables que se tienen en HVDC como son: las estaciones convertidoras y las líneas de transmisión DC [13].

2.3.3.2 TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN SISTEMAS HVDC

Para la transferencia de potencia en un sistema HVDC se usa una configuración punto a punto con dos estaciones convertidoras unidas por medio de una línea de transmisión DC, una estación convertidora se encuentra conectada al sistema de generación eólica, mientras que la otra estación convertidora se encuentra conectada al sistema AC convencional [24].

Idealmente la transferencia de potencia se hace con un mínimo de pérdidas, debido a que en la transmisión de corriente directa solo se tienen pérdidas producidas por el efecto Joule, la cantidad de potencia que se va a transmitir se la define mediante el sistema de control de la estación, en la figura 2.10 [13], se muestra la cantidad de potencia que se transmite en DC y en AC con respecto a la distancia [13].

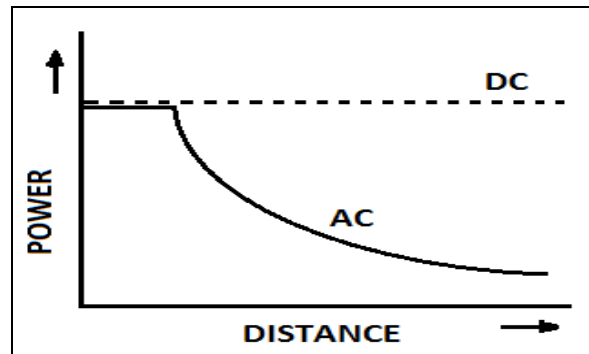


Figura 2.10: Transferencia de potencia cantidad vs distancia.

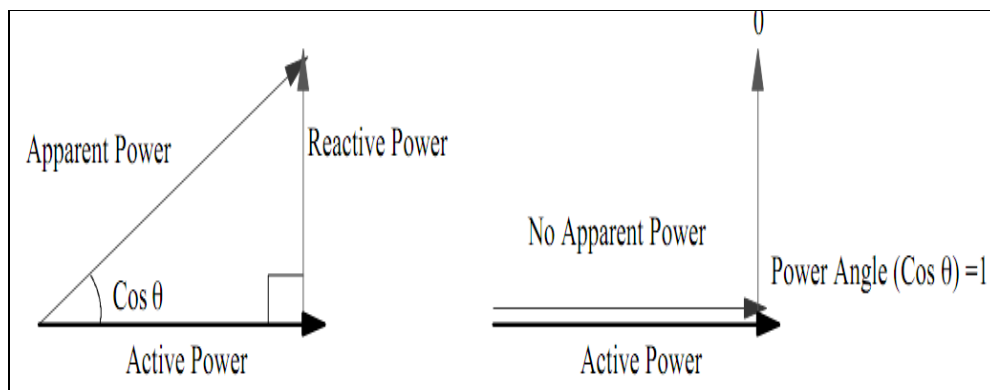


Figura 2.11: Comparación del factor de potencia para AC y DC.

Un sistema eléctrico HVDC transmite más cantidad de potencia activa que de potencia reactiva puesto que en la transmisión de corriente continua el factor de potencia es la unidad, figura 2.11 [2].

En un sistema AC-DC-AC, tanto el rectificador como el inversor requieren potencia reactiva, por lo que es necesario en el sistema tener fuentes de energía reactiva, la inyección de energía reactiva también permite controlar y mantener los niveles del voltaje en el sistema [3].

En los sistemas HVDC la necesidad de energía reactiva es suministrada por los transformadores que cambian de taps automáticamente [3].

La coordinación entre la modulación de potencia activa y reactiva se puede lograr por la modulación de voltaje del sistema DC [2].

Un aumento de voltaje en el sistema DC aumenta la transferencia de potencia, así como el factor de potencia en ambos terminales, disminuyendo

el consumo de reactivo como un porcentaje de la potencia activa transmitida [2].

En la figura 2.12 [3], se muestra que la demanda de potencia reactiva es aproximadamente el 60% de la potencia activa transmitida a plena carga.

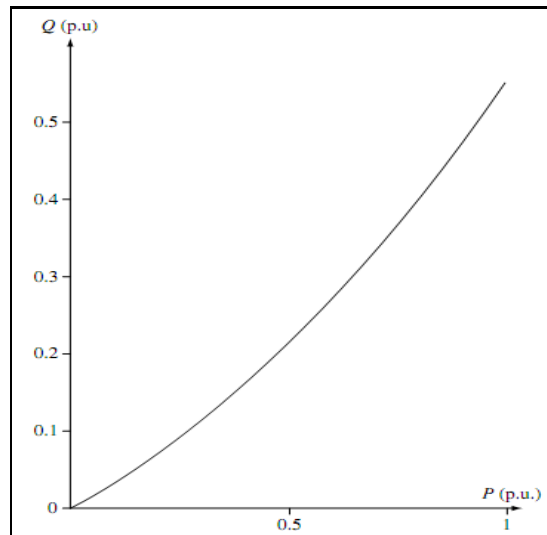


Figura 2.12: Variación típica de la demanda de potencia reactiva frente a la potencia activa de un convertidor de HVDC.

En la figura 2.13 [25], se muestra que mientras más larga es la línea de transmisión en AC se requiere mayor cantidad de potencia reactiva, mientras que en la transmisión DC no se consume potencia reactiva [25].

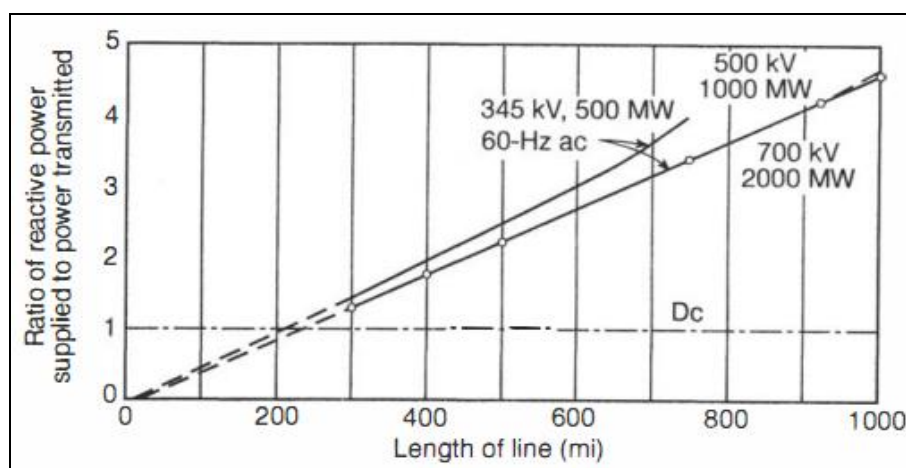


Figura 2.13: Requerimiento de potencia reactiva en función de la longitud de la línea de transmisión.

2.3.3.3 INVERSIÓN DEL FLUJO DE POTENCIA

El flujo de corriente continua es unidireccional, pero el voltaje en corriente continua puede ser revertido, por lo que la inversión del flujo de potencia requiere un cambio de polaridad del voltaje en el sistema de corriente continua [16].

Esto no es un problema en sistemas de transmisión de dos terminales de DC, pero la operación es complicada en sistemas de múltiples terminales de DC, para lo que sería necesario el uso de interruptores mecánicos para lograr inversiones individuales de potencias [2][10].

El tiempo que se requiere para realizar el cambio de la transmisión de potencia en los sistemas eléctricos HVDC está en el rango de mili segundos, esta operación se la realiza por medio del microprocesador que es el cerebro para el control y funcionamiento de las estaciones convertoras [16].

2.3.4 IMPACTOS AMBIENTAL, SOCIAL Y ECONÓMICO

Para la implementación de sistemas de generación eólica y de sistemas HVDC es muy importante hacer estudios de los impactos que estos producirán en el ambiente, los aspectos económicos de si es o no conveniente usar estos sistemas y como influirán ante la sociedad.

2.3.4.1 IMPACTO AMBIENTAL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA

Para el emplazamiento de un aerogenerador o un parque de generación eólica se deben hacer estudios rigurosos de los vientos que circulan por el área en donde se van a ubicar los aerogeneradores, así como las dificultades que representaría esta implementación con la vegetación, ríos y animales que viven en las zonas de emplazamiento [1].

Un parque eólico por lo general se lo ubica en una zona donde no se afecte el hábitat natural de los animales en especial las aves, de igual manera se busca la manera de no interferir con la vegetación de la zona de

ubicación de los aerogeneradores, buscando afectar en lo mínimo en la flora y fauna de la zona seleccionada [5][7].

La energía eólica al ser un tipo de energía que se produce aprovechando la fuerza del viento es un tipo de energía renovable no contaminante, la implementación de parques eólicos evitan el consumo de combustibles fósiles por centrales generadoras de energía eléctrica convencionales (centrales térmicas) [1].

El emplazamiento de centrales de energía eólica ha crecido de manera satisfactoria con el propósito de evitar la emisión de millones de toneladas de gases contaminantes como son: el Dióxido de Azufre (SO_2), Dióxido de Carbono (CO_2) y Dióxido de Nitrógeno (NO_2) [7].

2.3.4.1.1 IMPACTOS AMBIENTALES QUE SE EVITAN CON LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA

- Emisión de gases de efecto invernadero hacia la atmosfera, producido por el consumo de combustibles fósiles para generar energía eléctrica.
- Contaminación del agua, que se produce en centrales térmicas, debido al proceso químico al que se somete al agua para evitar daños en las máquinas, esta agua vuelve a circular en la naturaleza causando contaminación a ríos, lagunas y mares.
- Emisión de cenizas y polvos contaminantes por parte de las centrales térmicas.
- Deforestación de extensas áreas de bosques para poder construir represas y espacios de control para centrales de generación hidráulica.

- Acumulación de agua sin movimiento en represas, causando la muerte de especies que viven en los ríos afectados.
- Daño del paisaje ambiental debido a la eliminación de cascadas y otros atractivos naturales.
- El producir residuos que puedan afectar la biodiversidad.
- La lluvia ácida causa daños en la flora y fauna, es el producto de la humedad en el aire que se combina con los óxidos de nitrógeno y el dióxido de azufre emitidos por centrales eléctricas térmicas, en la figura 2.14 [54], se puede observar un bosque muerto y las anomalías ocasionadas en animales [5].



Figura 2.14: Efectos de la lluvia ácida en animales y plantas.

2.3.4.1.2 IMPACTO AMBIENTAL SISTEMA HVDC

- Un sistema HVDC conectado a un sistema de generación eólica produce impactos medioambientales mínimos, el mayor problema es el emplazamiento de los aerogeneradores [7].
- El sistema HVDC permite que el transporte de energía eléctrica se lo pueda hacer por diferentes medios como son el subterráneo, aéreo o submarino permitiendo hacer una selección adecuada del medio por el que van a pasar los cables o líneas de transmisión, evitando el daño ecológico del medio por el que cruzan [4].

- Un sistema HVDC en comparación con un sistema HVAC produce un impacto ambiental mucho menor, esto se debe al derecho de vía que se va a utilizar para el transporte, por lo general en un sistema HVAC las líneas de transporte de energía eléctrica son aéreas y se tienen que llevar cruzando terrenos con una gran flora y fauna, causando a su paso una deforestación y destrucción del hábitat natural de la vida animal, la diferencia en un sistema HVDC es que se llevan menos cables y la transmisión se la puede hacer con un retorno por tierra utilizando un número de conductores reducido, evitando la deforestación y destrucción del hábitat de los animales, figura 2.15 [55][2].

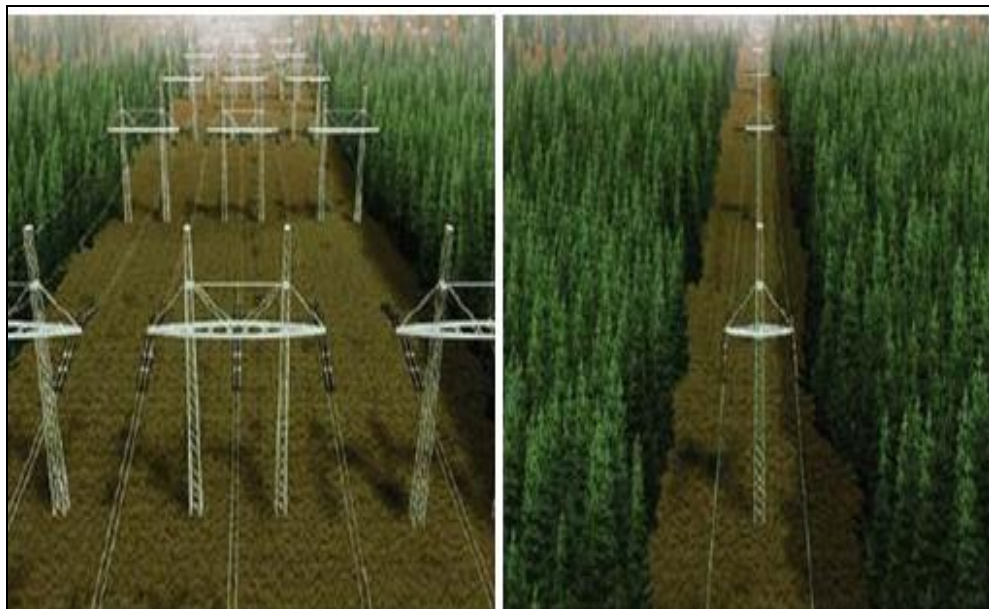


Figura 2.15: Franja de servidumbre para transmitir 3000 [MW] de potencia a 500 [kV] en HVAC (izquierda) y a ± 500 [kV] en HVDC (derecha).

2.3.4.3 IMPACTO SOCIAL

La implementación de un sistema HVDC a partir de generación eólica, produce los siguientes impactos en la sociedad.

- Un sistema HVDC es muy beneficioso para la sociedad en común ya que el transporte de energía eléctrica en DC se lo puede hacer con una configuración multiterminal, esto permite que se haga el intercambio de energía ya sea en grandes o pequeñas cantidades

de potencia entre diferentes estaciones, parques eólicos, centrales de generación convencionales e integrando países que pueden intercambiar energía eléctrica cuando sea necesario, evitando así los colapsos de sistemas y manteniendo un flujo de energía eléctrica constante sin cortes, sin aumentos o disminuciones de voltaje y sin efecto Flicker, es decir una energía de calidad mejorando el estilo de vida de los consumidores [2][3].

- El impacto visual que se produce al transportar energía por medio de un sistema HVDC es mínimo, la transmisión se la puede hacer subterránea o aérea, si es subterránea el impacto visual es nulo, mientras que en el transporte de energía aéreo el impacto no es igual que en AC ya que las torres utilizadas en DC para la misma cantidad de potencia son más pequeñas, reduciendo efectivamente el impacto visual [2][5].
- Un sistema HVDC al ser un sistema flexible en el tendido de conductores y cables para la transmisión de energía eléctrica, respeta todos los espacios por donde van a pasar evitando el daño de terrenos dedicados a la agricultura, bosques, espacios verdes y lagos, el sistema HVDC permite modificar el paso de los conductores evitando afectar a las poblaciones que viven en estos sectores [2].
- El impacto visual que produce la implementación de un sistema HVDC en lugares donde existe gran población no es problema, por ejemplo en una ciudad habitada en donde no se pueden poner las estaciones conversoras al aire libre, ni los cables para el transporte pueden ser vistos, es usual ubicar las estaciones dentro de edificaciones que vayan de acuerdo al ambiente de la ciudad, dentro de casas o edificios y los cables bajo tierra lo que hace que no se vean por ningún motivo: las estaciones convertidoras y los conductores eléctricos [2].

- El tiempo de operación del sistema HVDC es muy rápido permitiendo tener beneficios en el tiempo para los operadores del sistema, esto se conoce como alivio de congestión en las horas pico cuando la demanda de los consumidores se incrementa considerablemente [16].
- La sociedad puede disponer de un ambiente no contaminado, ya que los sistemas de generación eólica no emiten ningún tipo de agente contaminante que pueda afectar a la salud de la población, de igual manera la transmisión de energía eléctrica en DC no supone ningún tipo de riesgo para las poblaciones que viven cerca de líneas de transporte puesto que la transmisión en DC no produce radiación magnética y el efecto corona produce ozono pero en pequeñas cantidades que no resultan dañinas [2].
- Uno de los impactos considerables a tomar en cuenta en el ámbito social es la implementación de los aerogeneradores, estos por su gran tamaño afectan la vista paisajística de ciertas zonas, así como el ruido que estos producen cuando están funcionando, es por eso que se busca la manera de que los parques eólicos se ubiquen en zonas remotas alejadas de la sociedad [7].
- Un parque de generación eólica conectado a un sistema HVDC es flexible, por lo que se pueden aumentar aerogeneradores en el parque de acuerdo a las demandas de energía eléctrica requeridos por los consumidores, los sistemas HVDC al ser modulares permiten aumentar nuevas unidades a medida que el parque eólico al que está conectado vaya creciendo, satisfaciendo las necesidades de consumo energético de la población [16].

2.3.4.3 IMPACTO ECONÓMICO

La implementación de un sistema HVDC a partir de generación eólica, produce los siguientes impactos económicos.

- La implementación de un sistema HVDC a partir de generación eólica busca un propósito que es el de ganar dinero, se consigue con la implementación de redes en DC y evitando el consumo de combustibles fósiles [26].
- Para que sea viable un sistema de transmisión eléctrica en corriente directa HVDC uno de los factores principales a tomar en cuenta es la distancia a la que se va a transmitir, esta tiene que ser representativa para que se justifique la inversión, esto se debe al alto costo de los equipos y componentes del sistema [2].
- La transmisión de energía eléctrica en AC es más cara que en DC cuando se superan los 500 [km], figura 2.16, el medio por el que se va a transmitir en HVDC es también importante, siendo el medio más costoso el submarino, subterráneo y aéreo respectivamente [2].

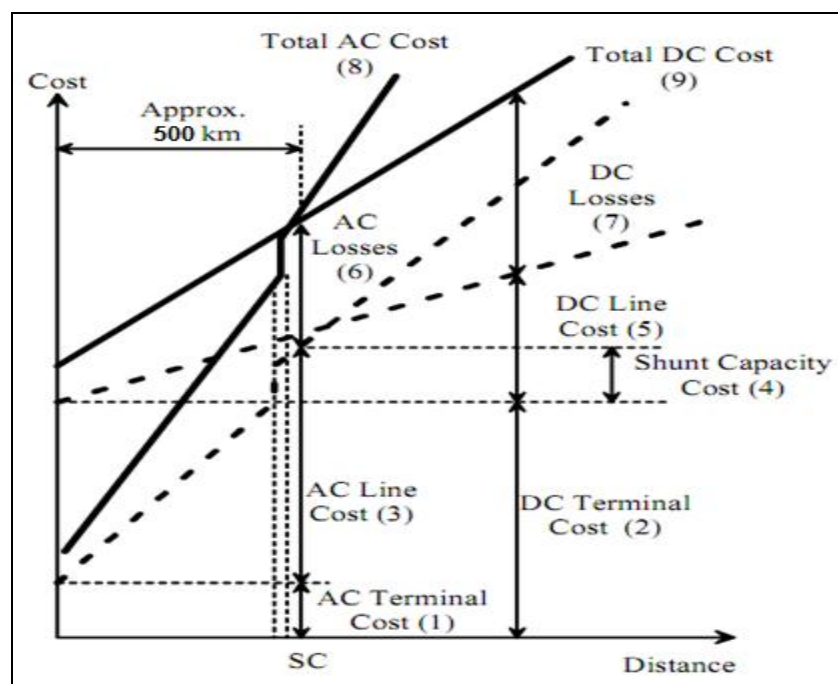


Figura 2.16: Comparación sistema HVAC vs HVDC.

- En un sistema eléctrico HVDC se reducen las pérdidas en el transporte de energía eléctrica con respecto a un sistema AC, ver figura 2.2, con campos electromagnéticos nulos, cables sin aceites, y la circulación de corriente se produce por todo el conductor, evitando las pérdidas en el transporte, se pueden hacer balances económicos con lo que se comprueban los beneficios de un sistema HVDC respecto a un sistema HVAC [2][3].
- El máximo valor de voltaje que se puede obtener en HVDC es el voltaje RMS, figura 2.17 [2], y se lo obtiene como se indica en (2.1) [2].

$$V_{rms} = \frac{V_{AC}}{\sqrt{2}} \quad (2.1)$$

Donde:

V_{AC} es el valor pico de la señal de voltaje AC.

V_{rms} es el valor eficaz de corriente continua.

Esto es beneficioso y se refleja en que el número de aisladores de apoyo y los cables se reducen significativamente, e incluso la altura de la torre de hierro es rebajada, de modo que los beneficios económicos globales son bastante significativos [2].

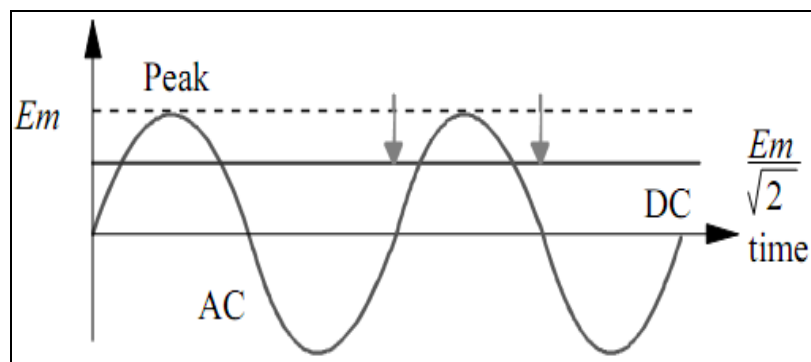


Figura 2.17: Comparación de máximo voltaje para AC y DC.

- Los aerogeneradores y los sistemas HVDC requieren un mantenimiento mínimo, obteniendo beneficios económicos en

ahorros de este recurso, son equipos diseñados a tener un tiempo de vida útil considerable, esto se refleja en eficiencia energética representando ahorros en el mercado de energía eléctrica, evitando cortes de energía [2].

- Son equipos en los que su implementación es costosa pero al no consumir combustibles fósiles para la generación y con el viento como una fuente inagotable de energía, en un largo plazo este sistema aportará a que el costo del [MWh] consumido por los usuarios reduzca su valor, produciendo una rentabilidad efectiva para los consumidores y para las compañías que invirtieron en el proyecto [11].
- Los convertidores se los hace de forma modular con el propósito de que se puedan instalar de una manera rápida y eficiente, lo que permite en caso de que se necesite trasladar los convertidores, estos se muevan de manera fácil y rápida, esto se ve beneficiado en los costos ya que no se pierde el tiempo volviendo a instalar todos los componentes [16].
- Un sistema HVDC es mejor para transmitir energía eléctrica a grandes distancias, entregando energía de calidad a los consumidores, lo que beneficia a las empresas generadoras evitando el daño de equipos que componen el SEP y evitando paros en la producción de consumidores, esto es un beneficio económico muy importante para ambas partes [2].
- En la figura 2.18, se observa la cantidad de potencia que se puede transmitir con HVDC respecto a HVAC, esto representa un ahorro en equipos y materiales y una ganancia en transferencia de potencia representativa para las compañías generadoras y transmisoras de energía eléctrica [26].

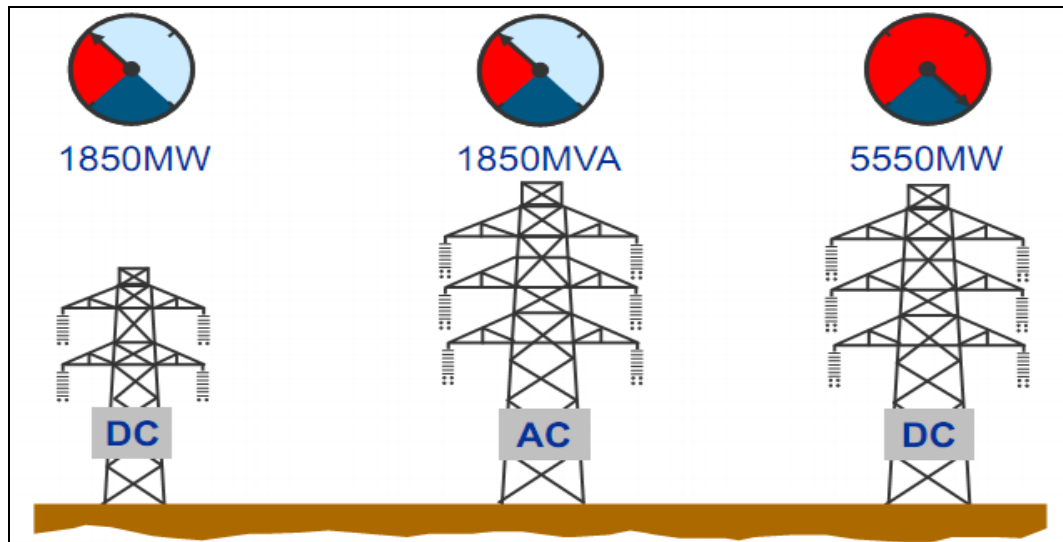


Figura 2.18: Se observa un ahorro representativo en la cantidad de potencia que se va a transmitir en DC por una torre del mismo tamaño que se tiene en AC.

- El poder compartir las reservas de energía entre diferentes sistemas eléctricos permite que se pueda tener en servicio los sistemas de generación con un coste incremental menor para satisfacer las demandas, utilizando los sistemas de generación más caros únicamente cuando sea necesario, lo que significa un ahorro económico representativo [2].
- Los costos de instalación de un sistema HVDC son bajos, y se pueden hacer transmisiones a doble circuito reduciendo costos en el transporte de energía eléctrica [2].

2.4.2 CONFIABILIDAD DEL SISTEMA HVDC CONECTADO A UN SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA

Los sistemas de generación eólica conectados a sistemas HVDC son sistemas robustos, siempre que exista la fuente primaria el viento los aerogeneradores estarán produciendo energía eléctrica y transportándola por medio de HVDC, para esto se hacen estudios rigurosos obteniendo el promedio de viento anual adecuado, para satisfacer la demanda para la que se ha diseñado, siendo este un sistema confiable y eficiente, ayudando a las redes convencionales de energía eléctrica a reducir pérdidas por falta de generación [6].

La confiabilidad en un sistema eléctrico de potencia (SEP) es muy importante, los sistemas de generación eólica conectados a sistemas HVDC presentan una confiabilidad muy alta, puesto que su diseño permite tener flujo de energía eléctrica continuo, sin cortes, sin aumento ni disminuciones de voltaje y sin efecto Flicker, lo que permite que los usuarios tengan una energía de calidad, confiable y segura, con los parámetros eléctricos necesarios evitando daños en los equipos [16].

Las variables eléctricas del sistema eléctrico en un HVDC se las puede manipular de acuerdo a los requerimientos de los sistemas, los cambios de estas variables se las realiza en fracciones de segundo por medio de un sistema de control compuesto por un cerebro conocido como microprocesador, este dispositivo será el encargado de dar a las variables eléctricas como voltaje, potencia, corriente y frecuencia los valores necesarios para que el sistema esté dentro del rango de funcionamiento óptimo [3][5][16].

La disponibilidad de servicio es eficiente, ya que el viento es un recurso energético renovable variable pero inagotable, por lo que siempre se está generando energía eléctrica, cuando no se requiera de esta energía, se la puede almacenar en bancos de baterías para que pueda ser consumida en casos de emergencia, o en arranque cuando el sistema ha colapsado (arranque en negro) [7][16].

La confiabilidad de un sistema HVDC permite hacer un balance de energía entregada consumida en relación a los cortes que se tuvieron a lo largo de un tiempo determinado, esto da como resultado la disponibilidad del servicio eléctrico y se calcula como se indica en (2.2) [27].

$$Disponibilidad = \frac{T_{servicio}}{T_{total}} \quad (2.2)$$

Donde:

$T_{servicio}$ es el tiempo de servicio con calidad adecuada.

T_{total} es el tiempo total de la observación.

Disponibilidad es el tiempo en el que el sistema estuvo en servicio.

Los sistemas HVDC permiten a las empresas generadoras y a las empresas de transmisión de energía eléctrica tener:

- Apoyo de emergencia de energía eléctrica.
- Asistencia mutua entre centrales eléctricas.
- Aislación de perturbaciones en el sistema.
- Cortafuegos en cascada para reducir cortes de energía eléctrica.
- Compartir reservas de energía.

Los sistemas HVDC contribuyen de manera importante en el transporte de energía eléctrica, un sistema HVDC no produce inestabilidad, y ayuda a proteger la estabilidad del sistema AC al que se encuentra conectado, se evita así, la propagación de perturbaciones, evitando que fallas o anomalías en los SEP se transfieran entre sistemas [2][16].

Normalmente cuando se produce una falla o una perturbación en AC, ésta se transmite hasta los otros sistemas, ocasionando apagones en cascada en diferentes áreas del sistema, con un sistema HVDC, se puede evitar que la perturbación en una red afecte a las otras redes el sistema, HVDC actúa como cortafuegos permitiendo el flujo de energía eléctrica para evitar los apagones, evitando que la perturbación se propague hasta los otros sistemas [2][16].

La confiabilidad del SEP se puede incrementar aumentando el número de circuitos para el transporte de energía, siendo un punto a favor que los enlaces HVDC no incrementan los niveles de cortocircuito de los sistemas que se conectan a la red [2][16].

2.4 DESVENTAJAS DEL USO DE SISTEMAS HVDC

Los sistemas HVDC tienen limitaciones para su implementación y operación.

2.4.1 COSTOS DE LOS EQUIPOS

La implementación de un sistema HVDC no es costosa puesto que sus equipos y elementos vienen de forma modular lo que permite que la instalación se la haga de forma rápida y sencilla [2][11][16].

Los costos de los equipos que conforman un sistema HVDC son muy elevados, esto se debe a que la tecnología para este tipo de sistemas eléctricos aún no está desarrollada completamente, por lo que para un futuro se aspira que el costo de los equipos que conforman un HVDC bajen considerablemente, permitiendo así que un enlace HVDC sea una solución más óptima y utilizada para satisfacer las necesidades en cuanto a los requerimientos de los SEP's y de la creciente demanda de energía eléctrica [2].

El costo por unidad de longitud de una línea de DC es menor que el de una línea de AC para transmitir la misma cantidad de potencia, esto se debe a la utilización de menos conductores para la transferencia de energía en DC, a la eliminación de las pérdidas por reactancias y a la reducción del tamaño de las torres y cadenas de aisladores, la diferencia está en el derecho de vía necesario para la transmisión de energía y en los costos de los equipos de las estaciones que se encuentran en los extremos de las líneas, siendo mucho más cara la estación del sistema HVDC, figura 2.19 [18].

En la figura 2.20 [2], se puede observar una comparación entre un sistema HVAC y HVDC, el punto de corte entre la línea AC y DC indica que desde esta distancia (≥ 500 [km]) es más conveniente construir un sistema HVDC que un sistema HVAC.

Para distancias menores a 500 [km] es mejor un sistema HVAC en transmisión aérea, mientras que para transmisiones subterráneas y submarinas la distancia es menor (≥ 50 km) [2][3][22][25].







	HVDC	HVAC
Terminal Cost	Higher 	Lower 
Line Cost	Lower 	Higher 
Righ-of-Way-Cost	Lower 	Higher 

Figura 2.19: Comparación de costos HVDC vs HVAC.

La figura 2.20, muestra el costo de un sistema HVDC, un sistema HVDC Light, es el adecuado para interconectar sistemas de generación eólica, los costos suben pero la confiabilidad aumenta ya que el sistema HVDC Light hace que la energía producida por el parque eólico sea igual en voltaje, potencia y frecuencia a la producida por una central de generación convencional.

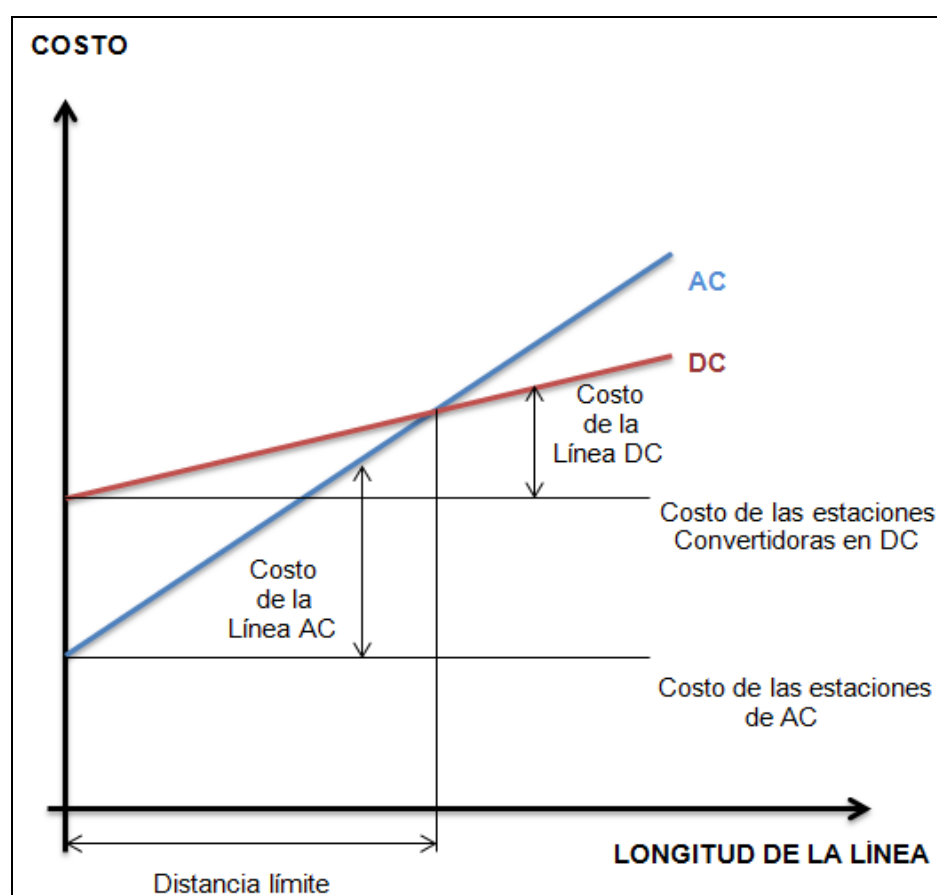


Figura 2.20: Variaciones del costo de AC y DC respecto a la longitud de las líneas.

2.4.2 CONVERTIDORES TIENEN POCA CAPACIDAD DE SOBRECARGA

Un sistema HVDC no tiene la capacidad de soportar sobrecargas debido a las características técnicas de sus componentes.

Esto se debe a que los componentes de las estaciones conversoras son diseñados para soportar voltajes, corrientes y potencias dentro de rangos de operación, cuando se produce una anomalía en el sistema HVDC y los valores exceden los especificados en los límites de operación, se activan las protecciones y el sistema obligatoriamente tiene que salir de servicio, para proteger los componentes, lo que afecta en el funcionamiento óptimo del Sistema Eléctrico de Potencia AC al que está alimentando [2].

Esto puede producir al SEP convencional la pérdida de voltaje y frecuencia necesarios para satisfacer las demandas energéticas, obligando a los generadores conectados a la red a satisfacer la demanda lo que implica mayor costo en la generación, produciendo grandes pérdidas económicas para la central de generación eólica.

Si la demanda de energía no se satisface la salida de funcionamiento del sistema HVDC podría ocasionar un colapso del sistema HVAC [16].

2.4.3 FALTA DE INTERRUPTORES Y TRANSFORMADORES

La falta de interruptores y transformadores en un sistema HVDC ocasionan problemas para la transmisión de energía eléctrica.

2.4.3.1 FALTA DE INTERRUPTORES EN SISTEMAS HVDC

Los interruptores en transmisión AC son dispositivos que se benefician de que la corriente alterna cruza por cero, figura 2.21 [2], por lo que al abrir un circuito el arco se extingue automáticamente en el momento del cruce por cero, en el caso de los interruptores en DC no se dispone de esa ventaja ya que al tener un flujo de corriente continua, no se tiene cruce por cero lo que

hace imposible extinguir el arco producido en la apertura, para poder abrir un interruptor en DC se tiene que bajar la corriente a cero lo que implicaría que el sistema salga de servicio [2].

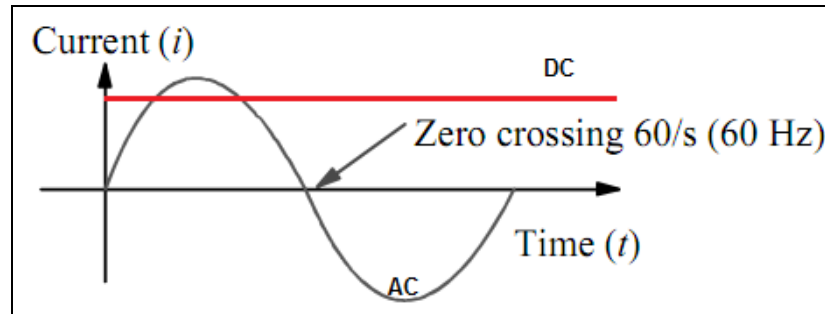


Figura 2.21: Muestra de que AC cruza por cero Y DC no.

La falta de interruptores ocasiona:

- Al presentarse una falla esta recorre toda la línea de transmisión DC hasta llegar a la estación convertidora, esto se debe a la falta de interruptores que deberían abrirse ante estos eventos en puntos estratégicos de la red.
- No se puede aislar únicamente un vano o un espacio específico en la red, sino que tiene que salir de servicio toda la línea de transmisión DC.
- No se pueden hacer derivaciones hacia otros puntos en donde se requiere de potencia, para lograr hacer estas derivaciones obligatoriamente se tiene que instalar otra subestación.
- Para que un sistema HVDC sea confiable es necesario hacer transmisiones con una conexión bipolar u homopolar o a doble circuito, lo que permite satisfacer la demanda de energía cuando una de las redes salga de servicio por mantenimiento, falla o alguna anomalía ocasionada en la red. Esto ocasiona que el sistema se haga más caro [10].

2.4.3.2 FALTA DE TRANSFORMADORES EN SISTEMAS HVDC

Los transformadores eléctricos son dispositivos que permiten manipular los niveles de voltaje de acuerdo a los requerimientos de la red eléctrica en AC, pero en DC no se pueden usar transformadores debido a que la corriente DC no crea un campo magnético haciendo imposible el funcionamiento de un transformador, la falta de estos en la transmisión de energía eléctrica DC produce los siguientes problemas [8]:

- No permite variar los niveles de voltaje, haciendo imposible la derivación en la transmisión de energía eléctrica.
- Es imposible satisfacer la demanda energética de una zona por donde pasen las redes de transmisión DC, porque no se permite variar el nivel de voltaje de las líneas, para satisfacer esta demanda es necesario implementar una nueva subestación convertidora, incrementando costos en el sistema.
- No se pueden unir diferentes redes de transmisión DC, debido a que se necesitan transformadores para variar los niveles de voltaje de cada una de las redes, hasta que sean iguales o equivalentes.

CAPÍTULO III

ESTABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

3.1 CRITERIO Y CLASIFICACIÓN DE ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Para que un sistema eléctrico de potencia (SEP) trabaje de manera eficiente este debe funcionar bajo condiciones de voltaje, frecuencia y potencia establecidos por los requerimientos del sistema, así como dentro de límites operativos de todos sus componentes, las interconexiones e intercambios de energía entre compañías generadoras puede ser una causa de inestabilidad del sistema [28].

Un SEP debe mantener una condición de equilibrio bajo condiciones normales de operación, y debe tener la capacidad de recuperarse después de sufrir una perturbación [22].

Para que el sistema opere satisfactoriamente todas las unidades de generación que conforman el sistema eléctrico de potencia deben trabajar en sincronismo para mantener niveles adecuados de frecuencia y voltaje, cuando las máquinas no están en sincronismo se produce la inestabilidad del sistema manifestándose con aumentos o disminuciones de voltaje y/o frecuencia [28].

Los sistemas eléctricos de potencia son sistemas no lineales que varían su comportamiento de acuerdo a los cambios que se presentan en las condiciones de operación en el tiempo, estas pueden ser [28]:

- Interconexiones entre sistemas eléctricos.
- Conexiones de sistemas HVDC.
- Conexiones de sistemas de generación eólica.
- Cambios en las cargas.

- Salidas de generadores.
- Topología de la red.
- Cambios medio ambientales.

La inestabilidad en los SEP se puede presentar de distintas maneras dependiendo de la configuración del sistema, del modo de operación, de la naturaleza de los disturbios que pueden ser grandes o pequeños y de las condiciones iniciales de operación [28].

Un parque eólico es un sistema de generación eléctrica, en el cual su fuente primaria el viento varía en función del tiempo, figura 3.1 [6], produciendo energía eléctrica con oscilaciones de voltaje y frecuencia, por este motivo no se lo puede conectar directamente a la red de energía eléctrica, estas oscilaciones pueden sobrepasar los niveles de estabilidad establecidos en la red convencional, sacando de sincronismo a los generadores eléctricos que alimentan a la red, provocando inestabilidad en el Sistema Eléctrico de Potencia.

Dependiendo del emplazamiento del parque generador eólico existen temporadas en las que los vientos son muy bajos ocasionando una disminución de la potencia de energía eléctrica generada, afectando a la estabilidad del sistema eléctrico al que se encuentra alimentando, y en casos cuando se tienen velocidades de viento extremadamente bajas, los aerogeneradores no pueden ser accionados, no generan energía eléctrica causando un gran problema en el SEP al que están conectados, obligando a las centrales de generación convencionales a asumir esta falta de energía para evitar que el sistema tenga que suspender el servicio en ciertas zonas o incluso si el aporte del parque eólico es grande, que el sistema convencional colapse parcial o totalmente [7][28].

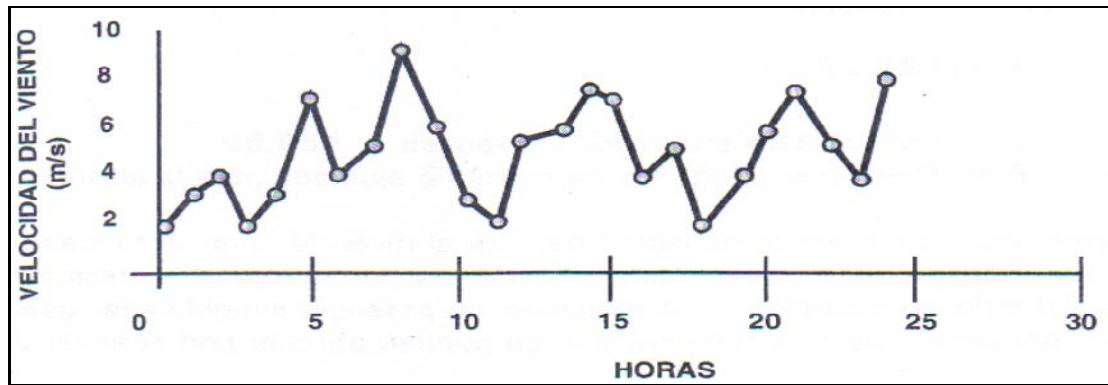


Figura 3.1: Variación de la velocidad del viento en función del tiempo (24 horas) para una turbina de generación eólica.

En la figura 3.2 [6], se muestra como aumenta la potencia de salida del aerogenerador, mientras va aumentando la velocidad del viento, pero debido a la variación de viento también varía la potencia que se produce por el parque generador, esta variación de potencia se muestra en la figura 3.3 [9].

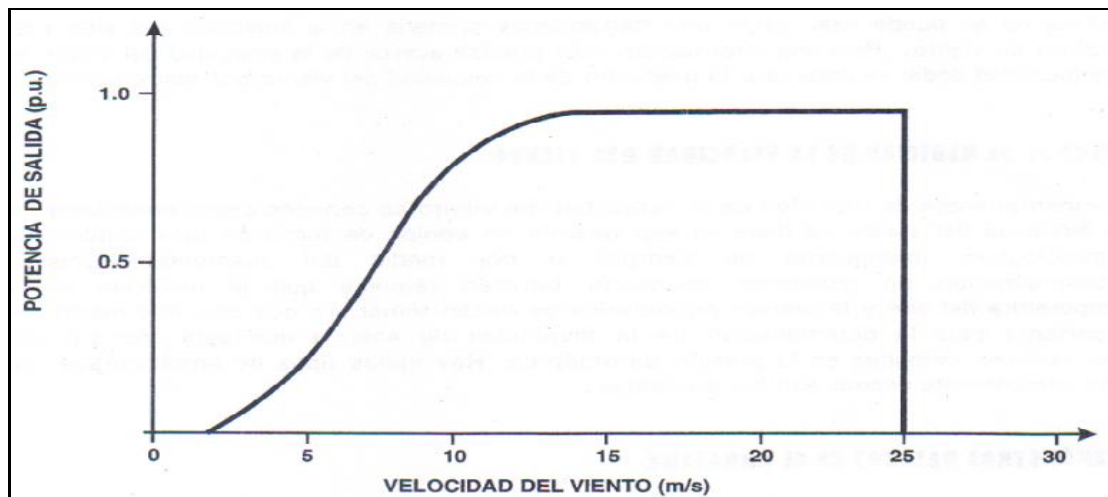


Figura 3.2: Variación de la potencia de salida del aerogenerador en función de la velocidad del viento (24 horas) para una turbina de generación eólica.

Cuando se produce una sobrecarga el sistema de generación eólica no tiene la capacidad de responder ante este evento porque no se puede aumentar el suministro de viento para el aerogenerador, ocasionando una caída de voltaje y frecuencia en el SEP convencional.

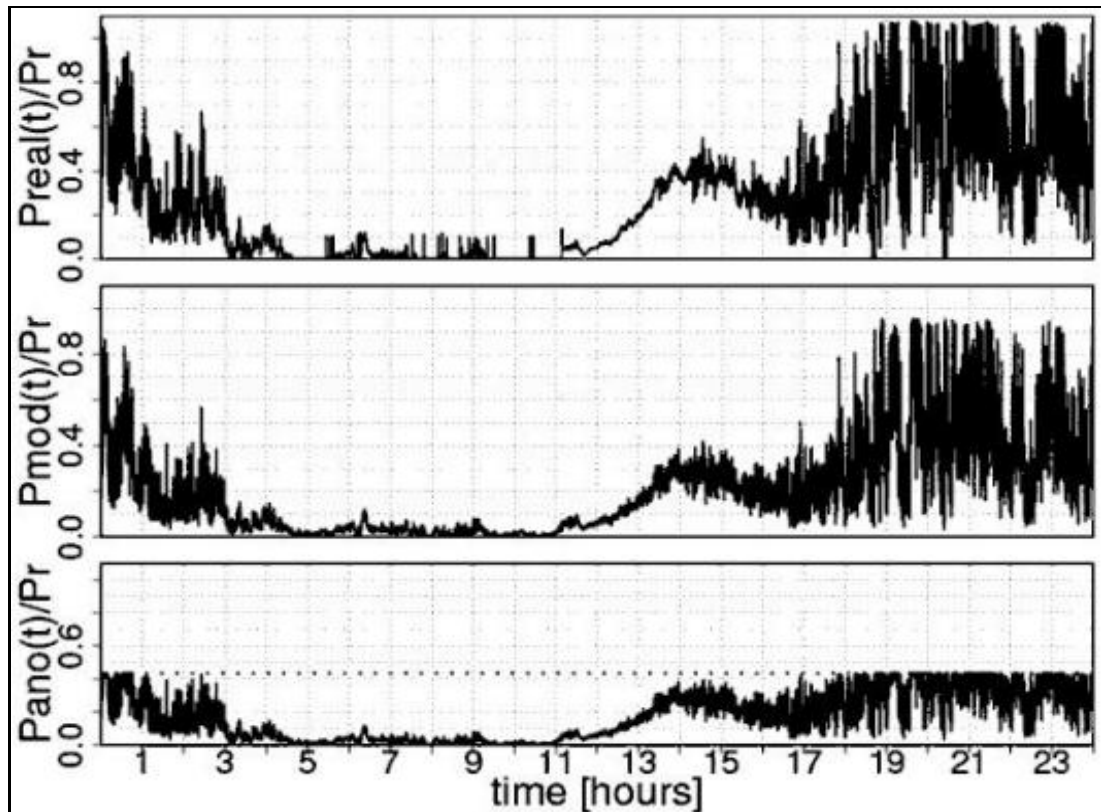


Figura 3.3: Variación de la producción de potencia en un parque de generación eólica.

La figura 3.3, muestra la potencia de salida de una turbina de generación eólica, como varía el comportamiento en el tiempo, las tres gráficas se muestran en un tiempo de 24 horas.

La primera gráfica muestra la potencia de salida que se ha medido en la turbina de generación, la gráfica del medio presenta la potencia modelada de acuerdo a los diseños de la turbina de generación, y la tercera gráfica muestra la potencia de salida de la misma turbina pero cuando se ha producido una anomalía artificial, la línea horizontal muestra la limitación en la producción de potencia.

Una opción viable para conectar un parque de generación eólica a la red es utilizar un sistema HVDC, dando a la energía eléctrica producida por el parque eólico la frecuencia y el voltaje requeridos por el sistema eléctrico convencional, pero es necesario analizar los efectos que produce en la estabilidad del SEP la operación del sistema HVDC [2].

3.1.1 ESTADOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Para poder hacer el análisis de estabilidad de un sistema eléctrico de potencia es necesario conocer los 5 estados en los que se puede encontrar, figura 3.4 [22].

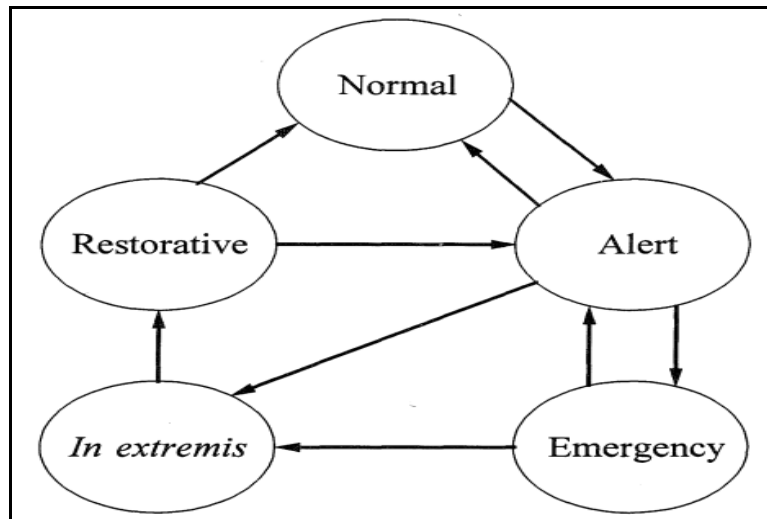


Figura 3.4: Estados de operación del SEP.

- En el estado normal todas las variables del SEP trabajan dentro de los límites de operación y es capaz de soportar una anomalía o perturbación.
- El estado de alerta es cuando se presentan pequeños disturbios en el SEP, pero las variables del sistema todavía trabajan dentro de los rangos establecidos para su operación.
- El caso in extremis se puede presentar directamente desde el estado de alerta si el disturbio es severo y las variables del sistema han salido de los límites de operación produciendo la salida de servicio del SEP total o parcialmente.
- El estado de emergencia se presenta cuando en el estado de alerta se ha producido un disturbio considerable, los voltajes en las barras principales son bajos, pero permiten que el sistema siga operando volviendo al estado de alerta aplicando la modulación del sistema

HVDC, si el sistema no se recupera el sistema pasa al estado in extremis.

- En el estado de restauración se reconectan todos los componentes del sistema y las cargas, cuando el SEP está en un óptimo funcionamiento volverá al estado normal de operación.

3.1.2 CLASIFICACIÓN DE ESTABILIDAD EN LOS SEP

El estudio de estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia comprende identificar los factores que contribuyen a la inestabilidad y al desarrollo de métodos para poder estudiar el fenómeno de estabilidad, para esto se proponen las siguientes consideraciones [28]:

- La naturaleza física de la inestabilidad resultante.
- Tamaño de la perturbación, éstas pueden ser grandes (cortocircuitos, pérdida de unidades de generación, de líneas, etc.), o pequeñas (variaciones normales en la carga).
- Los dispositivos, procesos, y el lapso de tiempo que debe tomarse en consideración para determinar la estabilidad.
- El método más adecuado de cálculo y de predicción de estabilidad.

Con estas consideraciones la estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia se clasifica en categorías y subcategorías como se muestra en la figura 3.5 [36].

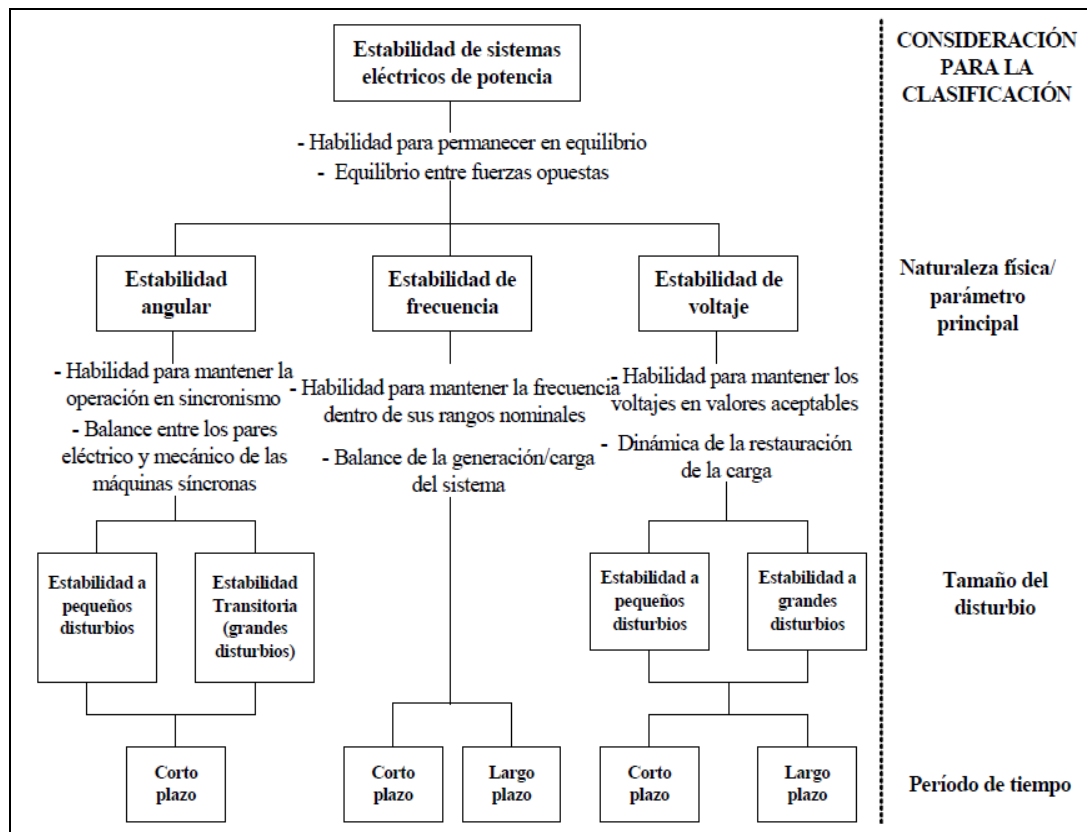


Figura 3.5: Clasificación de estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia.

3.1.3 CAUSAS POR LAS QUE UN SISTEMA HVDC PUEDE PROVOCAR INESTABILIDAD EN EL SEP CONVENCIONAL

Un sistema HVDC sirve como enlace para unir un sistema de generación eólica con un sistema de generación eléctrica convencional, este sistema ayuda a evitar las perturbaciones y oscilaciones que provoca el parque eólico, pero este enlace HVDC también puede contribuir a la inestabilidad en el sistema eléctrico al que se encuentra alimentando debido a las siguientes causas [2][3][10][22]:

- Un sistema HVDC no se puede sobrecargar debido a los límites operativos de sus componentes, por lo tanto cuando se requiere que el sistema HVDC suministre más potencia es imposible e incluso si la sobrecarga es grande el sistema sale de servicio, provocando una inestabilidad considerable al sistema AC al que se encuentra alimentando.

- Cuando se utiliza una conexión monopolar y se produce una falla en la línea el sistema puede salir de servicio, desconectando el enlace HVDC cuando es requerido.
- Los disparos para la conmutación en los elementos de conversión generan armónicas que pueden crear perturbaciones en el sistema eléctrico de AC.
- Las armónicas producidas en las estaciones conversoras pueden afectar a los valores de corrientes y voltajes para los que está programado el sistema de control, produciendo disparos fallidos a tiempos diferentes de los establecidos, lo que implica que en la salida se tenga: voltaje, potencia y frecuencia con valores fuera de los requeridos por la red [3].
- Cuando se producen fallas en la conmutación de los elementos de conversión se comportan como un cortocircuito en DC, y la potencia transmitida por este puente es cero, lo que implica que el sistema AC tenga problemas en su funcionamiento [2][3].
- El sistema de control debe estar bien calibrado en los tiempos de disparo, cuando esto no se produce este puede actuar demasiado rápido o lento ocasionando fallas en los disparos de los elementos conversores[2][3][22].
- Los niveles de corriente para los disparos de las válvulas se deben calibrar de acuerdo a la corriente que se tenga en el sistema, en caso de que por algún motivo se incremente la corriente en el sistema HVDC, se puede afectar en los disparos de las válvulas[2][3].
- Las fallas en el sistema AC producen una corriente DC que se suma a la corriente del sistema HVDC, provocando afectaciones en la conmutación de las válvulas[2][3].

En general un sistema HVDC puede causar una inestabilidad en el SEP convencional, pero con una buena implementación y con el cumplimiento de los requerimientos para un óptimo funcionamiento, es la opción más viable por sus características de funcionamiento y por los beneficios que proporciona para el control de voltaje, potencia y frecuencia.

3.1.4 CONTRIBUCIÓN A LA ESTABILIDAD DEL SEP POR MEDIO DE UN SISTEMA HVDC

Un sistema HVDC eficientemente controlado puede solucionar el problema de estabilidad del sistema AC al que se encuentra alimentando.

- Cuando se produce una perturbación en el sistema AC convencional, todas las máquinas sienten ésta perturbación y varían sus parámetros para ponerse en sincronismo, el sistema HVDC también siente ésta perturbación y el sistema de control modifica los ángulos de disparo de las válvulas para variar su comportamiento como el de una máquina sincrónica, aportando a la estabilidad del sistema [22].
- Los sistemas HVDC pueden trabajar de acuerdo a las condiciones de operación del SEP, aportando o consumiendo reactivos [16].
- Su habilidad para controlar la generación de potencia reactiva para los generadores, independientemente de la transmisión de potencia activa, agrega márgenes de estabilidad considerables a la red de alterna aún durante condiciones de generación y carga altamente variantes [16].
- Un sistema HVDC puede controlar el nivel de potencia y la dirección del flujo, puede adaptarse rápidamente a los requerimientos del sistema AC al que se encuentra alimentando contribuyendo a la estabilidad del SEP [16].

- Un sistema HVDC se comporta como cortafuegos, de tal manera que cuando se produce una perturbación en AC este lo despeja, evitando que este se propague en cascada por todo el sistema.

“Cuando ocurre un fallo temporal en el sistema AC conectado al rectificador, la transmisión HVDC puede perder potencia, incluso en el caso de fallos monofásicos cercanos, el enlace puede transmitir hasta el 30 por ciento de la potencia anterior al fallo. En cuanto se corrige el fallo, la potencia recupera el nivel anterior”²⁶.

Esto hace a un sistema HVDC óptimo para interconectar un sistema de generación eólica variable en la generación de energía, a un sistema eléctrico convencional.

- La potencia transmitida en HVDC está definida por su control; no se rige por las diferencias de ángulos de fase entre sus terminales. Hay circunstancias, que pueden causar el cese de la transmisión de energía en un enlace DC, como la falta de energía en el extremo emisor (Variabilidad del viento), una fuerte caída de tensión en una de las redes o una avería en el sistema de transmisión DC. Pero para la mayoría de las perturbaciones que se producen en el sistema AC se puede confiar en la energía transmitida desde el enlace DC [16].
- Cuando un enlace de transmisión DC conecta dos redes asíncronas y se produce, por ejemplo, una brusca interrupción de generación en una de ellas que conduce a una frecuencia y/o tensiones anormales, el enlace puede adaptar automáticamente su flujo de energía para ayudar a la red afectada. El flujo de energía se reduce para no poner en peligro la integridad de la red emisora. Cuando un enlace de transmisión DC se conecta en paralelo con líneas de AC, se hace posible supervisar la potencia

²⁶ L., Carlsson, HVDC: “Un ‘cortafuegos contra las perturbaciones’”, revista ABB, marzo del 2005, p. 3.

en éstas líneas y adaptar automáticamente la potencia para proteger contra las sobrecargas las líneas de AC [2][16][22].

- En una red sometida a perturbaciones se producen frecuentes caídas u oscilaciones de voltaje. En muchos casos, la capacidad de la potencia reactiva de una estación HVDC puede ayudar a reducir estos fenómenos conectando condensadores y/o modulando el consumo de potencia reactiva de la estación mediante el control del ángulo de disparo [16].

3.2 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD ANGULAR, DE FRECUENCIA Y DE VOLTAJE

Para analizar la estabilidad en un sistema eléctrico de potencia es necesario clasificar a la estabilidad de acuerdo a las anomalías que se presenten, los efectos que estos eventos produzcan en el SEP y a los tiempos en los que se producen corto plazo (con un tiempo entre uno o pocos segundos) y largo plazo (desde un minuto hasta varias horas) [28].

3.2.1 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD ANGULAR

El análisis de la estabilidad angular está relacionado con la dinámica de los ángulos de los rotores de los generadores, es la capacidad de que todas las máquinas que se encuentran conectadas en un sistema eléctrico de potencia trabajen en sincronismo bajo condiciones normales de operación y después de que se ha producido una perturbación [28].

La variación del ángulo del rotor de una máquina eléctrica se produce debido a las oscilaciones electromecánicas a la que se encuentra sometida, ocasionando variaciones en la cantidad de potencia de salida de la máquina pudiendo no satisfacer la demanda requerida [28].

Cuando las máquinas trabajan bajo un estado estable o estacionario existe un equilibrio entre el par de entrada mecánico (T_m) y el par de salida eléctrico (T_e) de cada máquina, y la velocidad permanece constante. Si el

sistema se perturba, este equilibrio se altera, resultando en una aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas [22].

La pérdida de sincronismo se puede producir entre una máquina y el resto de máquinas del sistema o entre un grupo de máquinas con el resto del sistema [28].

“Si un generador temporalmente corre más rápido que otro, la posición angular de su rotor con relación a la de la máquina más lenta avanzará. La diferencia angular resultante transfiere parte de la carga de la máquina lenta a la máquina rápida, dependiendo de la relación de poder de ángulo. Esto tiende a reducir la diferencia de velocidad y por lo tanto la separación angular”²⁷.

El cambio en el par eléctrico (T_e) de una máquina síncrona después de una perturbación se puede resolver en dos componentes [22]:

- Coeficiente de par de sincronización (T_s), en fase con una perturbación ángulo del rotor.
- Coeficiente de par de amortiguamiento (T_d), en fase con la desviación de la velocidad.

La estabilidad del sistema depende de la existencia de los dos componentes del par de torsión para cada una de las máquinas síncronas T_s (par de sincronización) y T_d (par de amortiguamiento) [28].

Cuando se utiliza un sistema HVDC para unir un sistema de generación eólica con un sistema eléctrico convencional HVAC, el comportamiento de las máquinas de cada uno de los sistemas trabaja de forma independiente, al igual que las perturbaciones y fallos que se producen en cada uno de los sistemas [16].

Los sistemas HVDC son sistemas autocontrolados cuyo funcionamiento es similar al de las máquinas sincrónicas, la posición del ángulo del rotor se logra por medio del sistema de control dando los ángulos de disparo para

²⁷ L. L., Grigsby, “Electric Power Engineering Handbook”, Second Edition, Taylor & Francis Group, 2007, p. 93.

que éste trabaje bajo las condiciones que necesita el sistema eléctrico de potencia convencional, poniéndose en sincronismo con el resto de máquinas del sistema HVAC [2][3][16].

El fenómeno de la estabilidad del ángulo del rotor se divide en dos categorías [28]:

- Pequeña señal o pequeño disturbio.
- Estabilidad transitoria.

3.2.1.1 ESTABILIDAD ANGULAR, PEQUEÑA SEÑAL O PEQUEÑO DISTURBIO

Es la capacidad del sistema eléctrico de potencia para poder mantener el sincronismo después de que se ha presentado un pequeño disturbio, normalmente estos disturbios se producen por variaciones en las cargas o en la generación, en el caso de los sistemas HVDC estos presentan una pequeña señal al sistema AC al momento de la conmutación de las válvulas, pero el sistema AC no se ve afectado ya que este es lo suficientemente capaz de mantener el sincronismo [16][28].

La estabilidad de pequeña señal, figura 3.6 [22], depende del estado de funcionamiento inicial del sistema.

La inestabilidad que puede resultar puede ser de dos formas: aumento en el ángulo del rotor a través de un modo no oscilatorio o aperiódica debido a la falta de par de sincronización, figura 3.7 [22], o las oscilaciones de amplitud creciente del rotor debido a la falta de par de amortiguamiento suficiente, figura 3.8 [22].

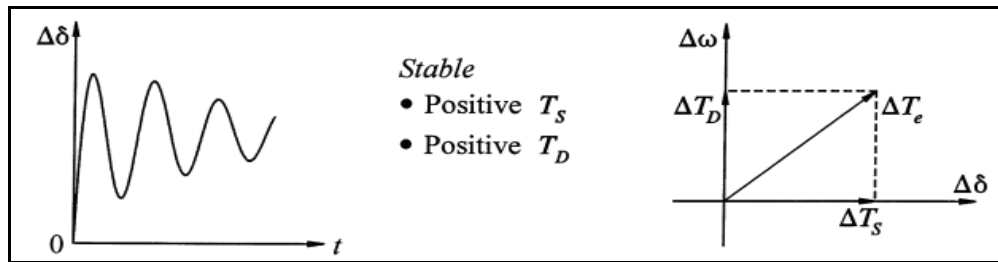


Figura 3.6: Sistema en estado estable con par de sincronización T_s y par de amortiguamiento T_d positivos.

Donde:

ΔT_s es el coeficiente de par de sincronización, en fase con una perturbación ángulo del rotor.

ΔT_d es el coeficiente de par de amortiguamiento, en fase con la desviación de la velocidad.

ΔT_e es el cambio de par eléctrico de una máquina síncrona.

$\Delta \omega$ es la variación de velocidad.

$\Delta \delta$ es la variación del ángulo debido a una perturbación.

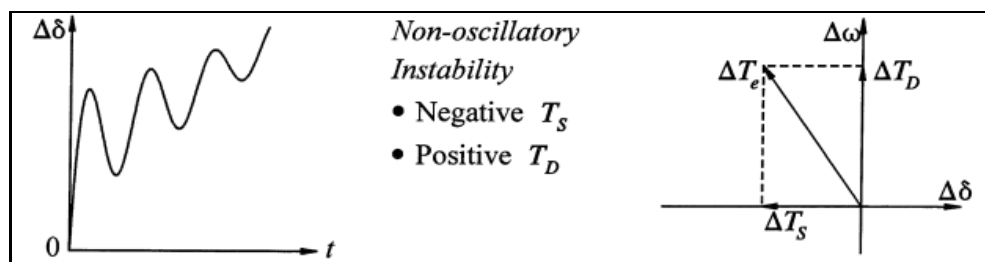


Figura 3.7: Sistema que presenta una inestabilidad no oscilatoria con par de sincronización T_s negativo y par de amortiguamiento T_d positivo.

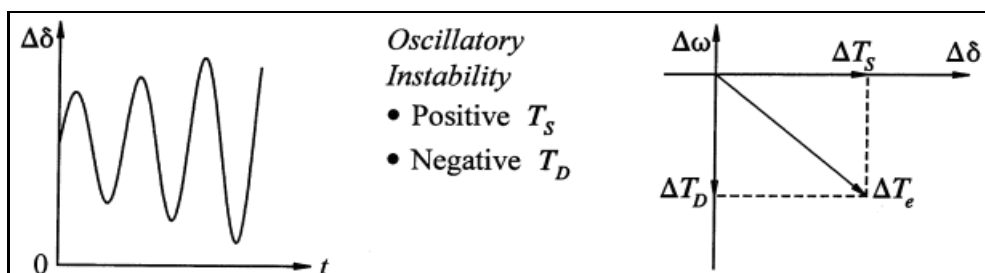


Figura 3.8: Sistema que presenta una inestabilidad oscilatoria con par de sincronización T_s positivo y par de amortiguamiento T_d negativo.

“La estabilidad de pequeña señal es en gran parte un problema de la insuficiencia de amortiguación de oscilaciones. El marco de tiempo de interés en estudios de estabilidad de pequeña señales del orden de 10 a 20 [s] después de una perturbación”²⁸.

La estabilidad de los siguientes tipos de oscilaciones es de preocupación [28]:

- **Modos locales o modos del sistema:** Esta asociado con el balanceo de las unidades de una central de generación con respecto al resto del sistema de potencia. El término “local” indica que las oscilaciones están localizadas en una central o en una pequeña parte del sistema de potencia.
- **Modos Interárea:** Asociados con el balanceo de dos o más grupos de máquinas estrechamente acoplados que están interconectadas por enlaces débiles.
- **Modos de control:** La inestabilidad de estos modos se asocia a las unidades generadoras y otros controles como: excitadores mal afinados, reguladores de velocidad, convertidores de HVDC y compensadores estáticos VAR.
- **Modos de torsión:** Asociados con los componentes del sistema de generador de turbina de eje de rotación. La inestabilidad de los modos torsionales pueden ser causados por la interacción con los controles de excitación, reguladores de velocidad, controles HVDC, y capacitores en serie para compensación de líneas.

3.2.1.2 ESTABILIDAD ANGULAR TRANSITORIA

También conocida como estabilidad angular del rotor ante grandes disturbios, ésta se produce cuando el sistema ha sufrido un grave disturbio

²⁸ L. L., Grigsby, “Electric Power Engineering Handbook”, Second Edition, Taylor & Francis Group, 2007, p. 94.

transitorio y es la capacidad del sistema para mantener el sincronismo cuando se ha producido una perturbación severa [28].

Los sistemas eléctricos de potencia son diseñados para soportar grandes disturbios y contingencias, las contingencias que normalmente se toman en cuenta son [22]:

- Cortocircuitos de diferentes tipos
 - Fase – Tierra (Monofásico)
 - Fase – Fase (Bifásico)
 - Fase – Fase – Fase (Trifásico)
- Fallas en barras y transformadores.

La estabilidad transitoria depende del estado de funcionamiento inicial del sistema y de la gravedad de la perturbación, por lo general, la perturbación altera el sistema tal que la operación después de la perturbación en estado estacionario será diferente de la que antes de la perturbación [28].

3.2.1.2.1 ECUACIÓN DE OSCILACIÓN

Las máquinas sincrónicas ejercen un par de torsión mecánico (T_m), en el eje de la máquina y este a su vez por medio del rotor produce un par electromagnético (T_e), si como resultado de una perturbación, el par mecánico es mayor que el par electromagnético, un par de aceleración (T_a) existe y está dado por (3.1) [28].

$$T_a = T_m - T_e \quad (3.1)$$

El par de aceleración involucra otras variables tales como los torques causados por la fricción, la inercia de la máquina, la velocidad angular y el tiempo, involucrando éstas variables la ecuación de oscilación se define como se indica en (3.2) [28].

$$\frac{2H}{\omega_o} \frac{d^2\delta}{dt^2} = T_m - T_e \quad (3.2)$$

Donde:

H es la inercia de la máquina.

ω_o es la velocidad angular nominal.

δ es la posición angular del rotor con respecto a una referencia.

La ecuación 3.2 determina las oscilaciones del ángulo del rotor (δ) durante disturbios.

3.2.1.2.2 RELACIÓN ÁNGULO - POTENCIA

Para determinar ésta relación se considerará un sistema radial, el cual consta de un generador, y un transformador que alimenta a un bus infinito por medio de una línea de transmisión, el modelo se puede reducir como se muestra en la figura 3.9 [28], con el generador con un voltaje constante detrás de una reactancia transitoria (Modelo clásico). En este sistema se puede transmitir potencia eléctrica máxima hasta el bus infinito, ésta potencia viene determinada por (3.3) [28].

$$P_e = \frac{E'E_B}{X_T} \sin \delta = P_{max} \sin \delta \rightarrow P_{max} = \frac{E'E_B}{X_T} \quad (3.3)$$

Donde:

Pe es potencia eléctrica.

E' es la reactancia del generador.

E_B es la reactancia del motor.

X_T es la reactancia Total (Generador + Transformador + Líneas + Bus).

δ es la diferencia de los ángulos de fase de las Fem's E' y E_B.

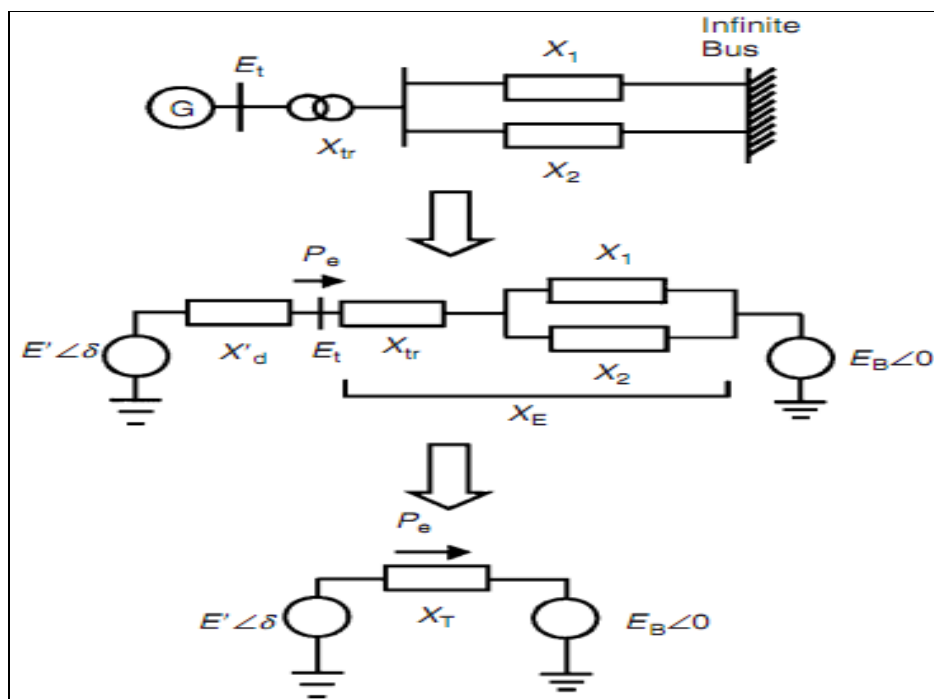


Figura 3.9: Sistema radial simple.

En la figura 3.10 [22], se puede observar: cuando el ángulo δ es 0 no hay transferencia de potencia, mientras se aumenta el ángulo se va incrementando la potencia hasta llegar a δ es 90° , donde la transferencia de potencia es máxima, al pasar los 90° la potencia comienza a reducirse hasta cuando el ángulo δ es 180° y la potencia es 0.

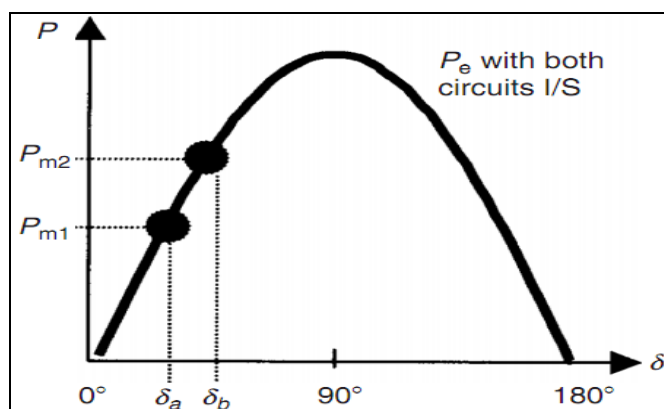


Figura 3.10: Curva de relación Potencia – ángulo con los dos circuitos en servicio.

En la figura 3.11, se muestra el comportamiento de una máquina sincrónica para condiciones estables y para dos condiciones inestables [22].

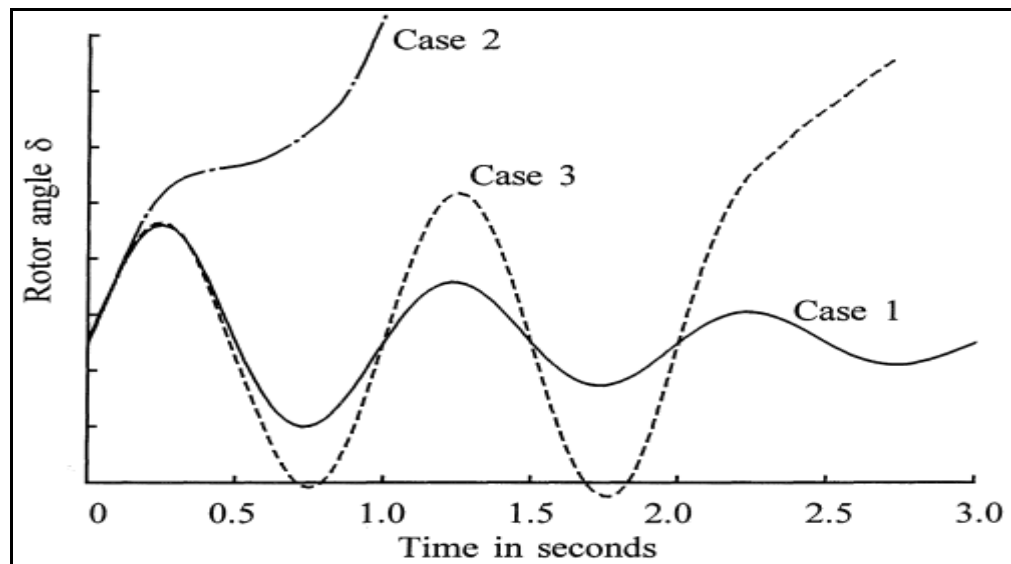


Figura 3.11: Respuesta del ángulo del rotor ante disturbios transitorios.

En el caso 1 el ángulo del rotor se incrementa al máximo decrementando la amplitud y las oscilaciones hasta alcanzar un estado estable.

En el caso 2 el ángulo del rotor continúa incrementándose hasta que se pierde el sincronismo ésta forma de inestabilidad se refiere a la primera oscilación de inestabilidad y es causada por un par insuficiente de sincronización.

En el caso 3 el sistema es estable en la primera oscilación, pero llega a ser inestable debido al crecimiento de las oscilaciones.

“En grandes sistemas de potencia, la inestabilidad transitoria no siempre ocurre como primera oscilación de inestabilidad, este podría ser el resultado de la superposición de varios modos de oscilación, causando grandes variaciones en el ángulo del rotor más allá de la primera oscilación”

En estudios de estabilidad transitoria el período de estudio es usualmente limitado de 3 a 5 segundos después de la perturbación. Puede extenderse a 10 segundos para sistemas muy grandes, con modos dominantes interáreas de oscilación”²⁹.

Cuando el sistema de generación eólica produce potencias extremadamente bajas o simplemente no es capaz de producir, el sistema AC al que se encuentra alimentando se puede ver seriamente afectado,

²⁹P., Kundur, “Power Systems Stability and control”, McGraw-Hill, 1994, p.26.

variando el comportamiento de las máquinas de generación, y si la carga es demasiado grande las máquinas no podrán satisfacer la demanda y el sistema saldrá de servicio [7][22][28].

3.2.2 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

La estabilidad de voltaje es la capacidad de un sistema eléctrico de potencia para mantener un nivel constante de voltaje en todas las barras del sistema cuando está trabajando bajo condiciones estables, y la capacidad de recuperar estos niveles o niveles aceptables de voltaje después de que se ha sufrido una perturbación [28].

La inestabilidad de tensión se puede producir por cambios drásticos en la carga, por pérdidas de generadores o grupos de generadores, ésta inestabilidad puede producir un colapso de voltaje en corto plazo (Short-term) en un intervalo de tiempo de uno o pocos segundos, o en largo plazo (Long-term) en minutos u horas [28].

La estabilidad de voltaje se produce cuando bajo condiciones normales de operación en cada barra se inyecta potencia reactiva Q y aumenta el voltaje o se mantiene en niveles aceptables de operación, pero se presenta una inestabilidad de voltaje cuando en una sola barra de las que componen el sistema, el voltaje está bajando mientras se están incrementando reactivos, esto se debe a que se ha tenido un incremento de demanda o se perdió una o varias unidades de generación [22].

“La disminución progresiva de voltaje también puede estar asociada con los ángulos de rotor que salen de paso. Por ejemplo, la pérdida gradual de sincronismo de máquinas como los ángulos del rotor entre dos grupos de máquinas de aproximarse o exceder 180° daría lugar a tensiones muy bajas en los puntos intermedios de la red”³⁰.

³⁰L. L., Grigsby, “Electric Power Engineering Handbook”, Second Edition, Taylor & Francis Group, 2007, p. 95.

Por lo tanto un sistema es estable en voltaje cuando la relación $V - Q$ es positiva y es inestable cuando $V - Q$ es negativo, en al menos una de las barras que componen el sistema [22].

3.2.2.1 CURVAS PV

Las curvas PV, figura 3.12, representan la variación del voltaje con respecto a la variación de los niveles de potencia activa en la carga. Ésta curva es producida por medio de una serie de flujos de potencia para diferentes niveles de carga uniformemente escalados manteniendo el factor de potencia constante [28].

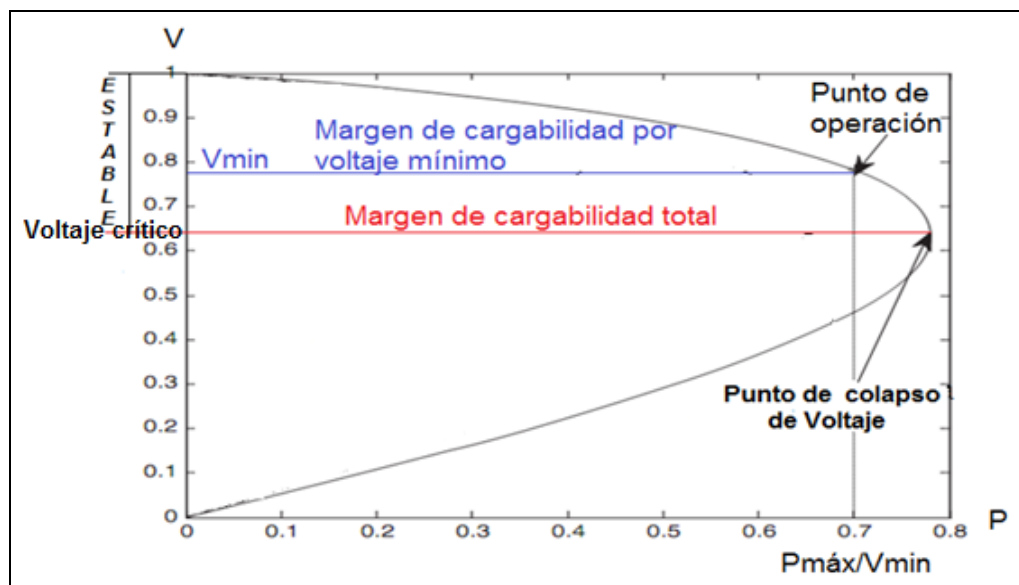


Figura 3.12: Curva PV generador – carga.

Se usan para determinar el punto de inestabilidad o colapso de voltaje cuando se ha producido una perturbación [22].

En las curvas PV la P (Potencia activa), puede ser abastecida desde sistemas no convencionales tales como son los sistemas de generación eólica interconectados con sistemas HVDC, figura 3.13 [28].

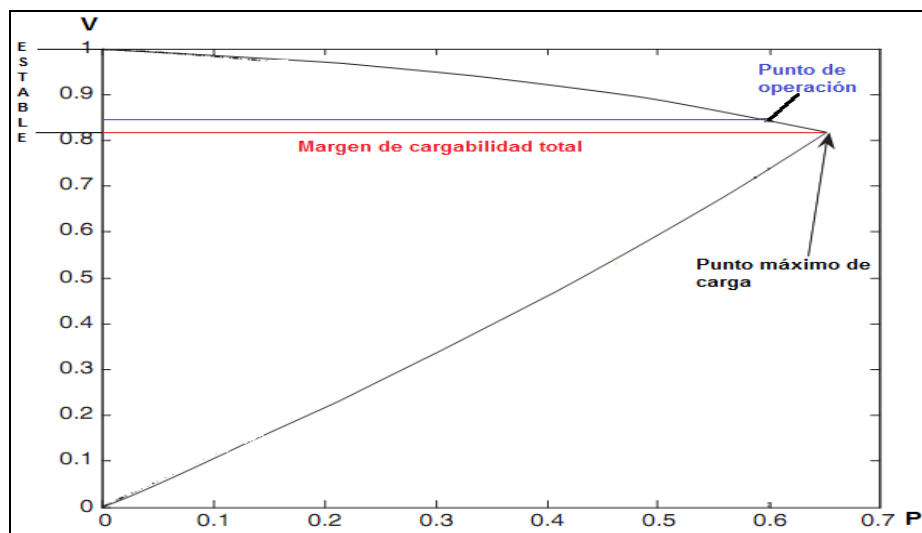


Figura 3.13: Curva PV generador – carga.

En la figura 3.13, se muestra un tipo de curva PV, en la cual se indica el punto de operación óptimo para la barra en estudio, así como cuando ya se llega a la nariz en donde se produce la bifurcación de la curva, es el punto máximo de cargabilidad, es decir después de este punto el sistema será inestable.

En la figura 3.14 [28], se muestra una curva PV con contingencia, es decir cuando se ha producido la salida de servicio de líneas de transmisión o de generadores eléctricos, en este caso el margen de cargabilidad total es menor y el voltaje mínimo para que se produzca el colapso es ligeramente mayor que el voltaje mínimo para una curva PV sin contingencia [22][28].

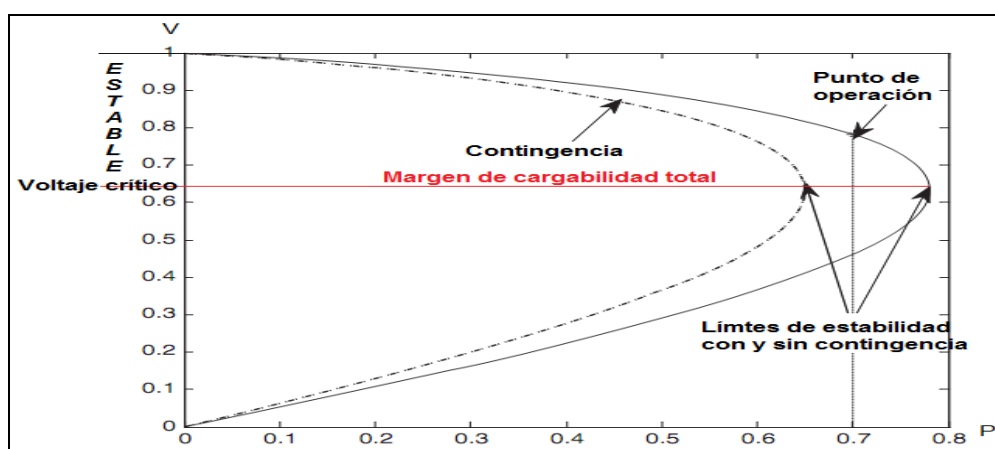


Figura 3.14: Curva PV generador – carga con contingencia.

3.2.2.2 CURVAS VQ

Cuando se producen perturbaciones en el SEP se hace un análisis para determinar el punto de inestabilidad o colapso de voltaje, para lo cual se usan las curvas VQ que muestran la variación del voltaje en función de la potencia reactiva [22].

Las curvas VQ, figura 3.15 [22], representan la relación entre el soporte reactivo Q en una barra dada y el voltaje en esa barra, ésta curva muestra la sensibilidad y variación de los voltajes de las barras con respecto a las inyecciones o absorciones de potencia reactiva.

Por lo general el colapso de voltaje se presenta en la barra más débil del sistema y se va propagando en orden ascendente en las demás barras desde las más débiles hasta las más robustas [22][28].

La compensación de reactivos puede dar como resultado la solución a los problemas de inestabilidad de voltaje del sistema, en la figura 3.16 [22], se puede observar que el punto óptimo de operación de un sistema es cuando éste tiene un voltaje de 1 en [p.u], o dentro de los límites establecidos por el ente regulador, normalmente entre 0.95 y 1.05 [p.u] y una potencia reactiva en el punto 0, cuando el punto crítico se encuentre sobre el eje de las abscisas el sistema necesita la inyección de reactivos para poder trabajar [22][28].

La inyección de reactivos se puede hacer por medio de capacitores en serie o en paralelo, en donde la potencia reactiva generada por los capacitores en paralelo es proporcional al cuadrado del voltaje, mientras que en los capacitores en serie es proporcional al cuadrado de la corriente de la línea y es independiente del voltaje de las barras [22].

De acuerdo al punto crítico de la gráfica todos los puntos que se encuentran hacia el lado izquierdo son considerados como inestables, mientras que los puntos a la derecha son estables para el sistema [22].

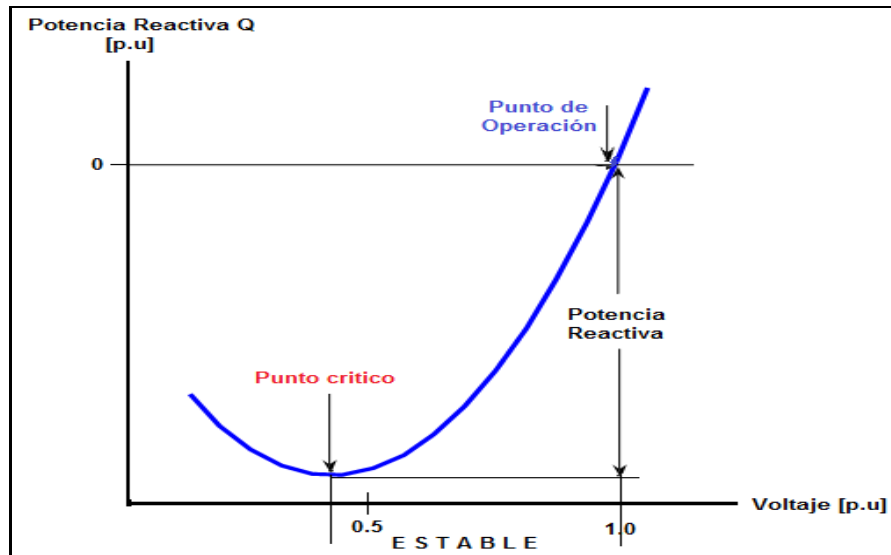


Figura 3.15: Curva VQ típica.

En la figura 3.16, se muestra una curva VQ en la cual las características de la línea de transmisión se muestran con líneas solidas (relación entre voltaje e inyección de reactivos en la barra), asumiendo que el factor de potencia es la unidad, mientras que con las líneas entrecortadas se muestra la relación entre el voltaje y los reactivos producidos por un banco de capacitores en paralelo, la intersección entre las dos curvas muestra el punto de operación estable del sistema.

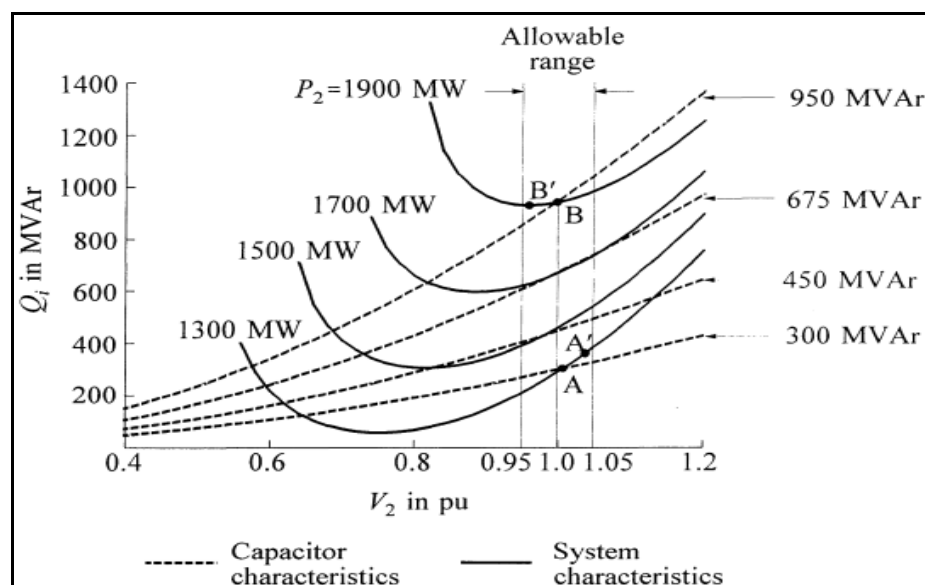


Figura 3.16: Curva VQ para distintos niveles de potencia de carga [MW] y de reactivos [Mvar].

El análisis de la curva VQ de la figura 3.16, indica lo siguiente [22]:

- Cuando se tiene una carga de 1300 [MW] y un banco de capacitores de 300 [Mvar], se tiene que la pendiente de la carga es mayor que la pendiente de los capacitores, el punto de operación en estado estable es el punto A, cuando se presenta un pequeño disturbio transitorio, el sistema regresa al estado estable en el punto A, mientras que cuando se presenta un pequeño incremento de capacitancia el sistema trabaja en el punto A', incrementando el voltaje en la barra.
- Ahora cuando se tiene una carga de 1900 [MW] y un banco de capacitores de 950 [Mvar], se puede observar que la pendiente del sistema es menor que la de los capacitores, en donde una pequeña perturbación conduce a la desviación del voltaje punto B, y cuando existe un incremento de reactivos el sistema trabaja en el punto B', provocando un decremento en el voltaje de la barra.
- El punto estable para el sistema se proporciona cuando se tiene una potencia de carga de 1700 [MW] y una inyección de reactivos de 675 [Mvar], cuando la pendiente del sistema es casi igual a la de los capacitores.
- Cuando se tienen niveles de compensación muy altos por parte de los capacitores, la operación en estado estable no es posible.

3.2.2.3 INTERACCIÓN ENTRE SISTEMAS HVDC Y HVAC

Los sistemas HVDC producen inestabilidad de voltaje debido a la conmutación de las válvulas en los convertidores, especialmente cuando están conectados a sistemas AC débiles, es decir, que no pueden recuperarse de pequeños disturbios.

Los sistemas HVDC no transmiten potencia reactiva, los sistemas HVDC clásicos basados en tiristores consumen potencia reactiva para su

funcionamiento, por lo que pueden ayudar a estabilizar el voltaje del sistema AC modulando su consumo de potencia reactiva.

Un sistema HVDC Light consume y genera potencia reactiva, el control se lo hace por medio de los ángulos de disparo de las válvulas, este sistema ayuda de mejor manera a la estabilización de voltaje del sistema AC al que se encuentra conectado.

Los sistemas HVDC y sus controles al interactuar en conjunto con sistemas HVAC dan como resultados la aparición de inestabilidades de voltaje, de armónicas y de potencia.

Con un adecuado manejo de los sistemas de control se pueden evitar estas inestabilidades, haciendo que las interacciones entre los sistemas DC y los sistemas AC ayuden a mantener la estabilidad del sistema, evitando sobretensiones o bajas de tensión, ayudando al sistema a que se recupere cuando se ha presentado una perturbación.

En HVDC la estabilidad se presentan como [3]:

- Los criterios de estabilidad de tensión se usan para determinar el tipo de control de voltaje y de suministro de potencia reactiva.
- El nivel de sobretensión temporal (ST) influye en el diseño de la estación, incluyendo la válvula de tiristores y clasificaciones de pararrayos. Los niveles ST aumentarán con la disminución de los valores de la relación de cortocircuito (SCR), la relación de la falla de CA sistema MVA en los terminales del convertidor para la alimentación de DC nominal.

La estación convertidora requiere una potencia mínima de cortocircuito (S_{SC}) desde la red de AC. La transmisión HVDC clásica no puede suministrar potencia a una red sin generación o con generación muy pequeña o remota. Una medida de la idoneidad a este respecto es el denominado coeficiente de cortocircuito SCR (Short Circuit Ratio) [16] indicado en (3.4) [22].

$$SCR = \frac{S_{SC}}{P_{DC}} \quad (3.4)$$

Donde:

S_{SC} es la potencia de corto circuito del lado AC en [MVA].

P_{DC} es el promedio de potencia del convertidor en [MW].

“Para un funcionamiento correcto, este coeficiente debe tener un valor mínimo de 2,5 a 3,0. Es posible reducir este umbral con el convertidor CCC (Capacitor-Commutated Converter), que permite reducir el valor SCR a 1,0 o menos”³¹.

HVDC Light no se basa en la potencia de cortocircuito para funcionar ya que el convertidor no necesita la ayuda de generadores externos. Por consiguiente, puede energizar una red muerta (arranque en negro o Black Out).

- Los capacitores en paralelo, se instalan en subestaciones de conversión de AC-DC-AC, su función es la de actuar como filtros en la red eléctrica de corriente alterna para reducir armónicas y de proveer reactivos para la red AC a la que se encuentran conectados, reduciendo de esta manera la frecuencia de resonancia.
- La recuperación de los sistemas AC y DC cuando se produce una falla es lenta debido a la impedancia de la fuente, con los controles modernos el tiempo de recuperación se puede reducir considerablemente.
- Problemas de estabilidad de voltaje se experimentan en los terminales del enlace HVDC, conectados a sistemas AC débiles, el sistema de control del enlace HVDC es el encargado de reducir este problema.

³¹L., Carlsson, HVDC: “Un ‘cortafuegos contra las perturbaciones’”, revista ABB, marzo del 2005, p. 5.

La estabilidad de Voltaje se clasifica en las siguientes categorías:

- Pequeños disturbios.
- Grandes disturbios.

3.2.2.4 ESTABILIDAD DE VOLTAJE A PEQUEÑOS DISTURBIOS

Es la capacidad de un sistema para controlar los niveles de voltaje cuando se presentan pequeños disturbios, estos pueden ser variaciones en la carga y pérdidas de potencia generada en los sistemas HVDC debido a la variabilidad del viento. Esta forma de estabilidad se determina básicamente por las características de la carga, controles continuos y discretos en un instante de tiempo dado [22].

Esta estabilidad de voltaje variará continuamente en el tiempo de acuerdo a pequeños cambios que se presenten en el sistema, el sistema deberá tener la capacidad de soportar estos cambios para mantener niveles óptimos de voltaje [28].

La inestabilidad de voltaje ante pequeños disturbios normalmente se produce en estado estacionario o bajo condiciones normales de operación, pudiendo hacerse el análisis estático para determinar los factores que afectan a la estabilidad del Sistema [22][28].

La inestabilidad de voltaje no siempre se produce sola, por lo general se encuentran la inestabilidad del ángulo del rotor y la inestabilidad de voltaje, por lo que en un sistema eléctrico la una lleva a la otra, pudiendo no estar muy claro cuál es la inestabilidad que se está produciendo, pero es importante poder distinguir qué tipo de inestabilidad es para poder tomar las acciones correctivas correspondientes [22][28].

3.2.2.5 ESTABILIDAD DE VOLTAJE A GRANDES DISTURBIOS

Es la capacidad de un sistema para controlar los niveles de voltaje cuando se ha producido una falla en el sistema, la pérdida de una unidad o

de un grupo de generadores y contingencias en el circuito, es caracterizada por la carga del sistema y las interacciones entre las protecciones y controles.

“La determinación de la estabilidad de grandes perturbaciones requiere el estudio del rendimiento dinámico no lineal de un sistema a lo largo de un período de tiempo suficiente para captarlas interacciones de dispositivos tales como los cambiadores de tomas en carga de los transformadores, los limitadores de corriente del generador de campo.”³²

Las simulaciones dinámicas son muy importantes debido a que el periodo de estudio de estas grandes perturbaciones puede extenderse entre unos pocos segundos a varios minutos, siendo este un periodo de tiempo suficiente para verificar las interacciones entre dispositivos, así como sus estados de funcionamiento después de que se ha producido la perturbación en el sistema.

3.2.3 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE FRECUENCIA

La estabilidad de frecuencia se refiere a la habilidad de un sistema eléctrico de potencia para mantener una frecuencia de estado estacionario aceptable después de haber sufrido una perturbación severa, las perturbaciones severas provocan grandes variaciones en la frecuencia, en la tensión y variaciones del flujo de potencia, activando las protecciones que tiene el sistema eléctrico de potencia. En las grandes interconexiones la estabilidad de frecuencia se analiza por aéreas o complejos , es decir es la capacidad de que cada área alcance un estado operativo de operación estable con la mínima pérdida de carga, puesto que la inestabilidad de la frecuencia resulta de un desequilibrio significativo entre la generación y la carga, figura 3.17 [28][56].

³² J. Arrillaga, Y.H. Liu, N.R. Watson, “Flexible Power Transmission-the HVDC options”, 2007, p. 257.

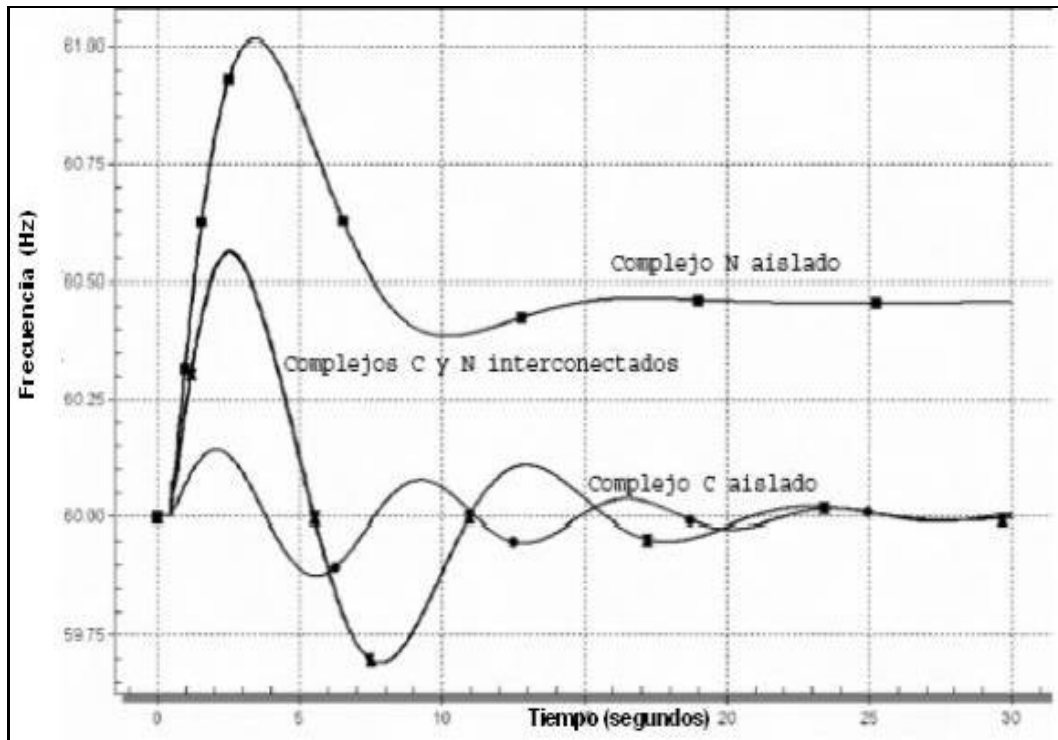


Figura 3.17: Comportamiento de la frecuencia en diferentes aéreas o complejos.

En la figura 3.17, se puede observar el comportamiento de la frecuencia frente a disturbios cuando se tiene complejos aislados o independientes y cuando se tienen complejos interconectados, como se muestra al estar aislados tanto el complejo N como se demoran en estabilizarse después de haber sufrido un disturbio, mientras que al estar este interconectado con el complejo C su tiempo en alcanzar un estado estable es mucho mejor, llegando a los 25 segundos a alcanzar casi la frecuencia nominal. Es más conveniente tanto para el complejo N como para el complejo C estar interconectados entre sí, de esta manera su tiempo de estabilización será mucho menor [28][29][56].

*“En general, los problemas de estabilidad de frecuencia se asocian a deficiencias en las respuestas de equipos, falta de coordinación de equipos de control y protección, o reserva de generación insuficiente”.*³³

El mal dimensionamiento y coordinación de protecciones, equipos de control provocan que los equipos respondan a diferente tiempo provocando

³³ L. L., Grigsby, “Electric Power Engineering Handbook”, Second Edition, Taylor & Francis Group, 2007, p. 106.

la inestabilidad de un sistema eléctrico de potencia, es decir se ve afectada la estabilidad de frecuencia en un sistema eléctrico de potencia.

3.2.3.1 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA A LARGO PLAZO

Cuando se presenta una inestabilidad de frecuencia, se activan los controles de generador y protecciones debido al cambio de frecuencia que sucede de segundos a minutos, como la inestabilidad de frecuencia se ve afectada por una dinámica rápida, así como lenta, el marco de duración de esta inestabilidad va de varios minutos, por tal razón se lo denomina como un fenómeno a largo plazo [28][56].

La dinámica de largo plazo ayuda a evaluar la capacidad que tiene una planta frente a perturbaciones, permitiendo encontrar las deficiencias de los equipos ante la respuesta con la coordinación de los sistemas de control y las protecciones, estableciendo esquemas de desconexión de carga por sobrefrecuencia o sobretensiones [28][56].

3.2.3.2 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA A CORTO PLAZO

La inestabilidad de frecuencia a corto plazo se presenta debido a la salida intempestiva de una o varias centrales de generación o debido al cambio brusco de la demanda, provocando el desequilibrio del sistema eléctrico de potencia e incluso la desconexión de varios elementos [22].

3.2.3.3 REGULACIÓN DE FRECUENCIA

Como la estabilidad de frecuencia depende del balance de la potencia reactiva, es decir un equilibrio entre generación y demanda, cuando se presenta un cambio en la frecuencia se tiene un cambio de la potencia activa en la demanda, para la regulación de la frecuencia se utilizan los sistemas de control, los cuales informan acerca de los cambios producidos entre generación y demanda, el elemento básico para realizar el control de frecuencia y potencia es el generador síncrono, en la figura 3.18 [29], se muestra un generador síncrono con una turbina, la cual puede ser de vapor,

gas o agua, se muestran también los elementos que intervienen al realizar el control de frecuencia [22][29].

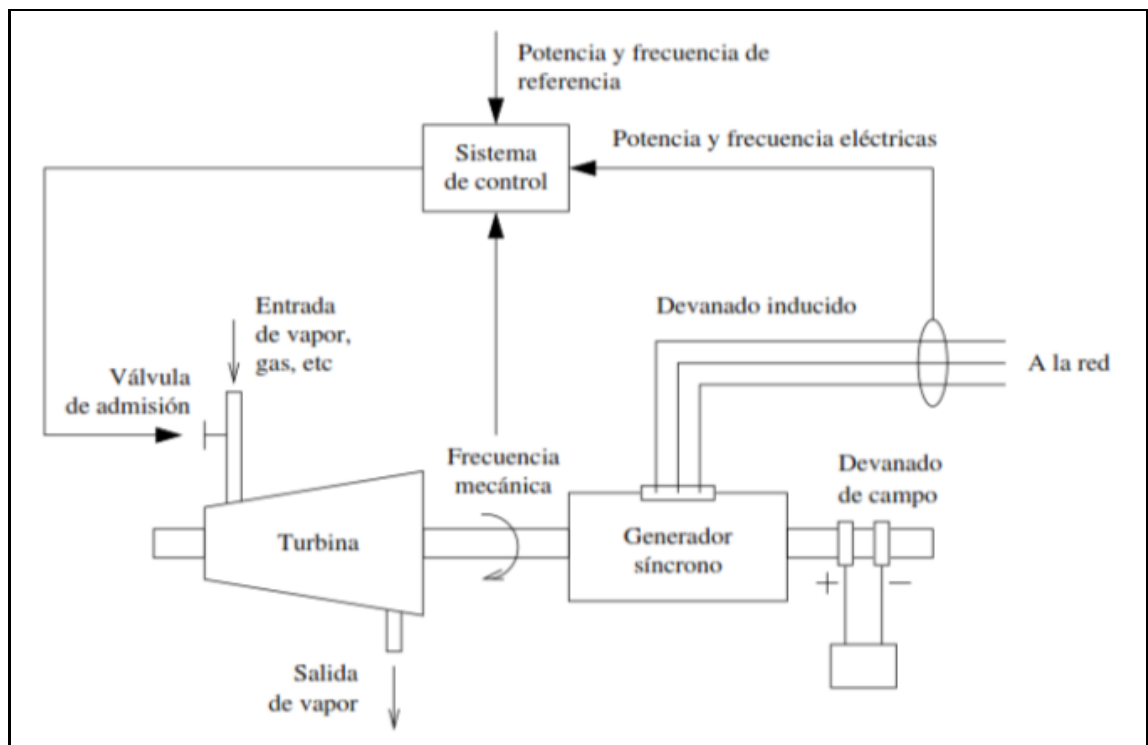


Figura 3.18: Elementos principales de un generador síncrono en el control de frecuencia.

Los sistemas de control para la regulación de frecuencia son los siguientes [22][28]:

- Regulación primaria de frecuencia (RPF).
- Regulación secundaria de frecuencia (RSF).
- Regulación terciaria de frecuencia (RTF).

3.2.3.3.1 REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA

Es el control más rápido, opera en un tiempo entre 2 y 20 segundos, esta regulación actúa directamente sobre el generador síncrono, atendiendo a la velocidad de giro del eje, la rapidez de este control se limita por la inercia propia del generador [22][24].

3.2.3.3.2 REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA

Esta regulación opera en un tiempo entre los 20 segundos, y los 2 minutos, este control actúa sobre el área del control, controlando la frecuencia y el intercambio de potencia entre las áreas vecinas [22][28].

3.2.3.3.3 REGULACION TERCIARIA DE FRECUENCIA

Este control opera en un régimen de tiempo mayor a 10 minutos, actúa sobre un sistema eléctrico extenso, buscando repartir las cargas equitativamente es decir de forma optimizada, asegurando suficiente reserva de energía [22][24][28].

3.3 SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UNA CARGA

Las simulaciones se harán en el software DIgSILENT PowerFactory Versión 14.1.3 Demo, este es un software Alemán de análisis de potencia para aplicación en sistemas de generación, distribución y la industria.

DIgSILENT 14.1.3 permite simular sistemas de generación distribuida, sistemas de energías renovables no convencionales (generación eólica) y grandes sistemas eléctricos [57], permitiendo verificar el comportamiento de las variables eléctricas que componen el sistema.

Para los diagramas que se muestran en DIgSILENT, los aerogeneradores eólicos son los que se han implementado en el parque eólico Villonaco en la ciudad de Loja (Ecuador), de igual manera el diagrama de conexión sin HVDC.

Las simulaciones que se van a hacer en DIgSILENT permitirán visualizar el comportamiento de: la frecuencia, el voltaje, la potencia y los torques mecánico y eléctrico, de las máquinas que componen la central de generación frente a los siguientes casos:

- Bajo condiciones normales de operación.
- Cuando se ha producido un aumento en la demanda.
- Cuando se ha producido la pérdida de una de las unidades de generación.

Las simulaciones permitirán verificar el comportamiento de los sistemas sin HVDC y cuando se ha implementado un HVDC como medio de enlace entre la generación y la demanda.

Para la simulaciones se usan generadores eólicos, que aportan una potencia de 1.5 [MW] cada uno, estas máquinas generan energía eléctrica a 620 [V], cada generador tiene su propio transformador de elevación el cual se encarga de subir el voltaje de 620 [V] a 34.5 [kV], una vez que es elevado el voltaje de todos los generadores estos se unen en una sola barra en la estación Villonaco, posteriormente se transmite la energía eléctrica a la Subestación Loja que se encuentra a una distancia de 4.5 [Km], en esta subestación el voltaje es elevado a 69 [kV] [50].

La velocidad promedio del viento en Villonaco es de 12.4 [m/s] [50], esto se muestra en la figura 3.19, por medio de la curva de distribución de Weibull.

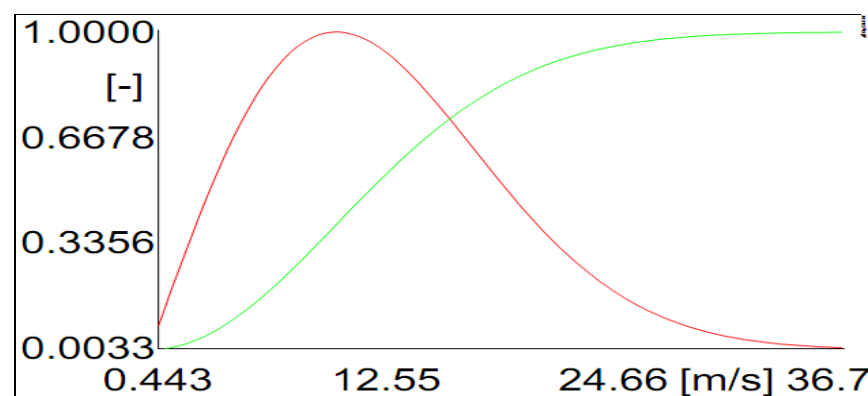


Figura 3.19: Distribución de Weibull para la velocidad del viento³⁴.

³⁴ Los autores.

La curva de color rojo muestra la variación del viento en donde su pico es 12.4 [m/s] [50], la curva verde es la potencia que se puede obtener en [p.u] en función de la velocidad del viento de la zona.

El viento no es constante por lo que la producción de potencia puede variar en función del tiempo [6][7].

La distribución de Weibull mostrada es la misma para todos los casos de simulación que se van a realizar.

Los resultados de las simulaciones se muestran por medio de VI's (Instrumentos Virtuales), que muestran el comportamiento de los elementos en estudio en el dominio del tiempo [57].

A continuación se presentan los siguientes diagramas de sistemas eléctricos de potencia, para la simulación del comportamiento de los mismos ante los casos ya mencionados.

Para las simulaciones se tiene:

En las figuras del comportamiento de los generadores se muestra:

- A: variación de frecuencia en [Hz].
- B: voltaje en [p.u].
- C: torques eléctrico (verde) y mecánico (rojo) en [p.u].
- D: potencia activa en [MW].

En las figuras del comportamiento de la carga se muestra:

- A: variación de frecuencia en [Hz].
- B: voltaje en [p.u].
- C: potencia activa en [MW].
- D: potencia reactiva en [Mvar].

Para el análisis de los voltajes en las barras se simularán las curvas PV y VQ de cada sistema.

Para el análisis del comportamiento de voltaje y frecuencia se han establecido los siguientes límites de operación:

- Voltaje = + - 5% que equivale a + - 0.05 en [p.u] [30].
- Frecuencia para sistemas que trabajan a 60 Hz [31]:
 - a) + - 0.25%, es decir, entre 59.85 a 60.15 Hz durante el 99.0% del tiempo
 - b) + - 0.42%, es decir, entre 59.75 a 60.25 Hz durante el 99.8% del tiempo

Todas las gráficas desde la 3.19 hasta la 3.98 son hechas en DIgSILENT versión Demo, con un tiempo de simulación de 10 [s].

Para el diagrama de la figura 3.20, se utilizan dos generadores eólicos para satisfacer una demanda que consume el 80% de la generación, es decir, 2.4 [MW].

3.3.1 SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UNA CARGA SIN HVDC

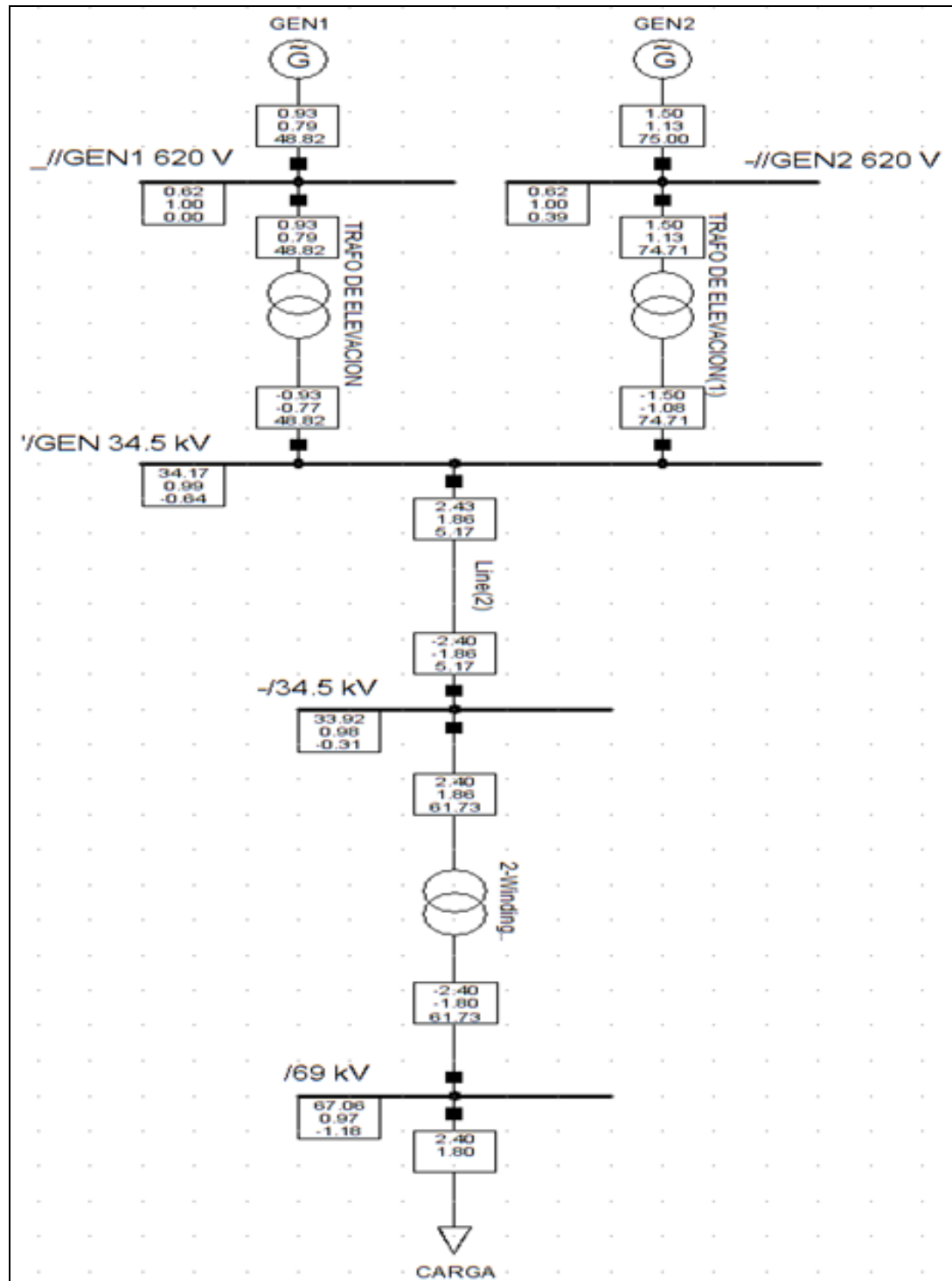


Figura 3.20: Sistema de generación eólica conectado a una carga sin HVDC³⁵.

³⁵ Los autores.

3.3.1.1 SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UNA CARGA SIN HVDC BAJO CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN

A continuación se muestra el comportamiento de los elementos que constituyen el sistema eléctrico de potencia:

3.3.1.1.1 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 1

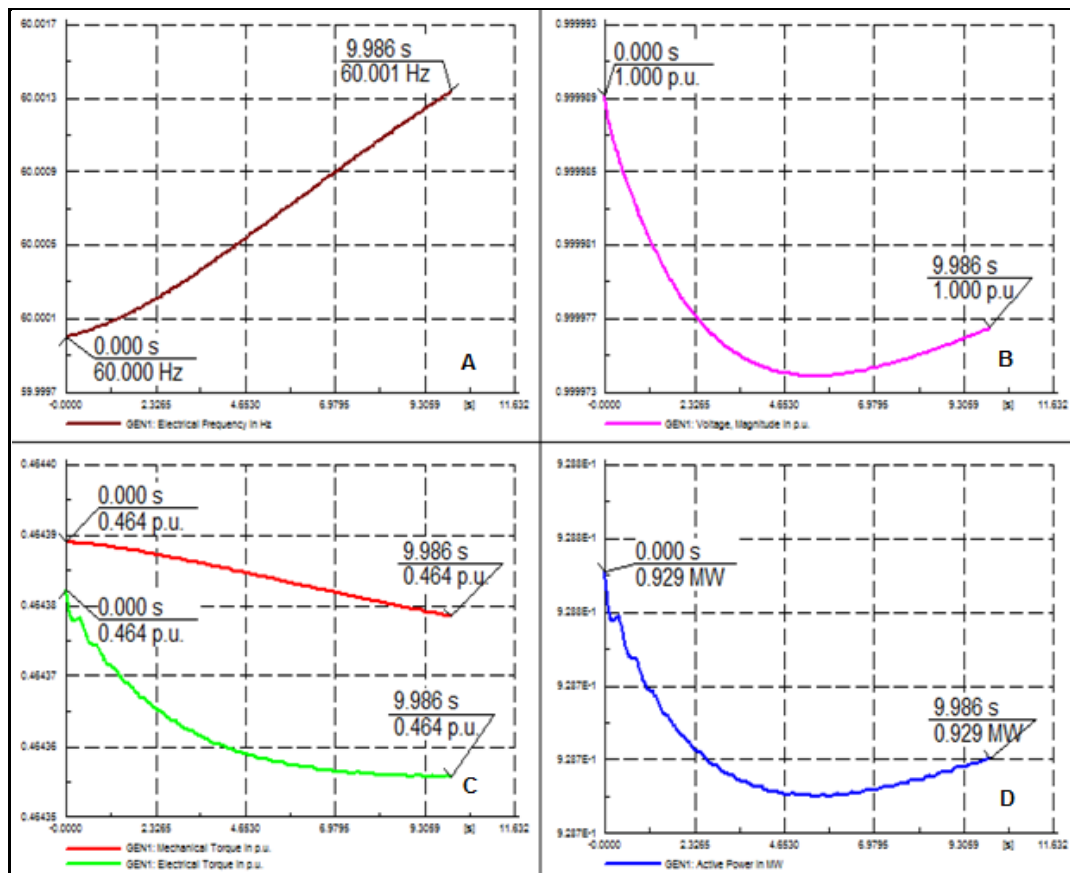


Figura 3.21: Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.20, bajo condiciones normales de operación³⁶.

En la figura 3.21, el generador eólico 1 se mantiene bajo condiciones estables de operación, con una frecuencia que varía de 60 a 60.001 [Hz] manteniéndose dentro del rango de operación, los torques eléctrico y mecánico son equivalentes, el voltaje está en un valor de 1 [p.u] y la potencia de generación es constante en un valor de 0.929 [MW].

³⁶ Los autores.

3.3.1.1.2 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 2

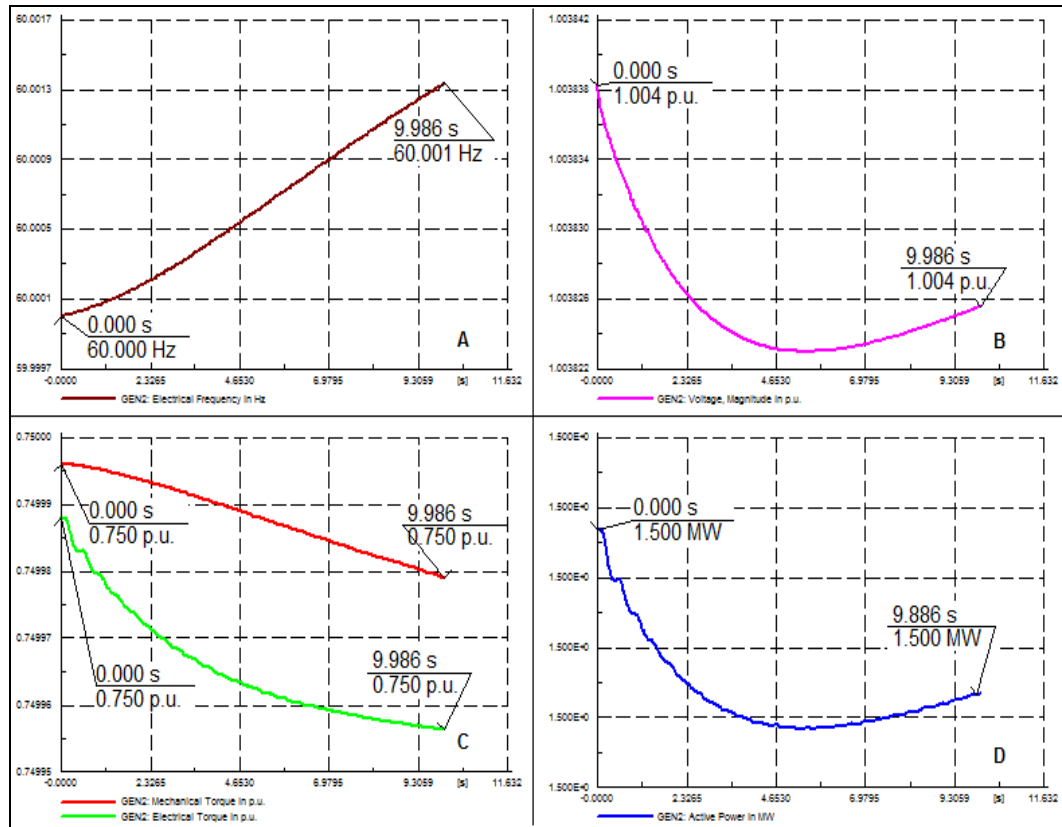


Figura 3.22: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.20, bajo condiciones normales de operación³⁷.

En la figura 3.22, el generador eólico 2 se mantiene bajo condiciones estables de operación, con una frecuencia que varía de 60 a 60.001 [Hz], el voltaje está en un valor de 1.004 [p.u], los dos valores se mantienen dentro del rango de operación, los torques eléctrico y mecánico son iguales, y la potencia de generación es constante en un valor de 1.5 [MW], satisfaciendo entre los generadores eólicos 1 y 2 la demanda de 2.4 [MW].

3.3.1.1.3 COMPORTAMIENTO DE LA CARGA

En la figura 3.23, la carga se mantiene bajo condiciones estables, con una frecuencia que varía de 60 a 60.001 [Hz] y un voltaje de 0.972 [p.u], los dos valores están dentro del rango de operación, la potencia activa de

³⁷ Los autores.

consumo es constante en un valor de 2.4 [MW], y la potencia reactiva es de 1.8 [Mvar], la demanda se abastece con la generación existente.

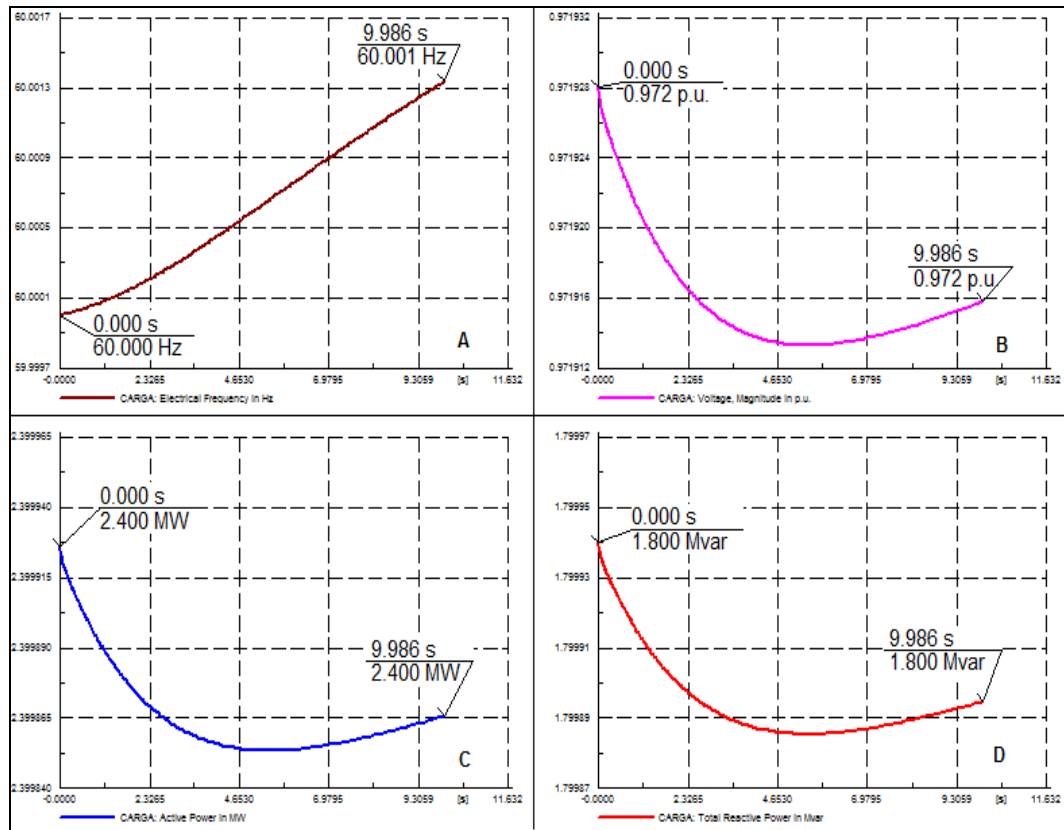


Figura 3.23: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.20, bajo condiciones normales de operación³⁸.

3.3.1.2 SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UNA CARGA SIN HVDC CON AUMENTO EN LA DEMANDA

En las siguientes gráficas se muestra el comportamiento de los elementos que componen el SEP cuando se ha producido un incremento en la carga del 20%.

3.3.1.2.1 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 1

En la figura 3.24, el generador eólico 1 se mantiene bajo condiciones estables de operación, con una frecuencia que varía de 60 a 60.001 [Hz], manteniéndose dentro del rango de operación, los torques eléctrico y

³⁸ Los autores.

mecánico no son iguales estos varían en un valor de 0.14 [p.u] pero no provocan que la frecuencia y voltaje varíen a valores fuera de los límites, el voltaje baja de 1 [p.u] a 0.996 [p.u] permaneciendo dentro del rango de operación, y la potencia de generación se incrementa de 0.929 a 1.213 [MW].

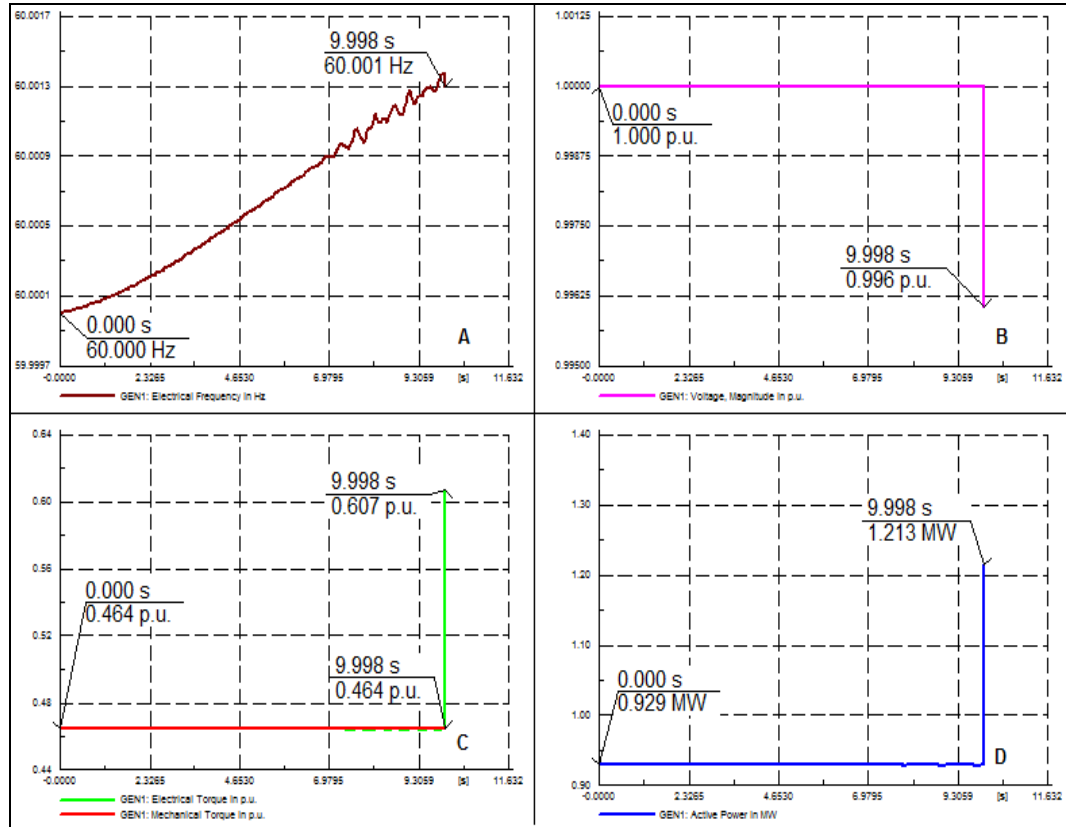


Figura 3.24: Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.20, con aumento en la demanda³⁹.

3.3.1.2.2 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 2

En la figura 3.25, el generador eólico 2 se mantiene bajo condiciones estables de operación, con una frecuencia que varía de 60 a 60.001 [Hz], manteniéndose dentro del rango de operación, los torques eléctrico y mecánico no son iguales estos varían en un valor de 0.145 [p.u] pero no provocan que la frecuencia y voltaje varíen a valores fuera de los límites de operación, el voltaje baja de 1.004 a 1 [p.u], y la potencia de generación se incrementa de 1.5 a 1.789 [MW], sobrecargando al generador con 0.289

³⁹ Los autores.

[MW], los generadores eólicos no tienen la capacidad de suministrar más energía primaria (viento), por lo que el generador no puede aumentar su producción de potencia, pudiendo no satisfacer el aumento de demanda.

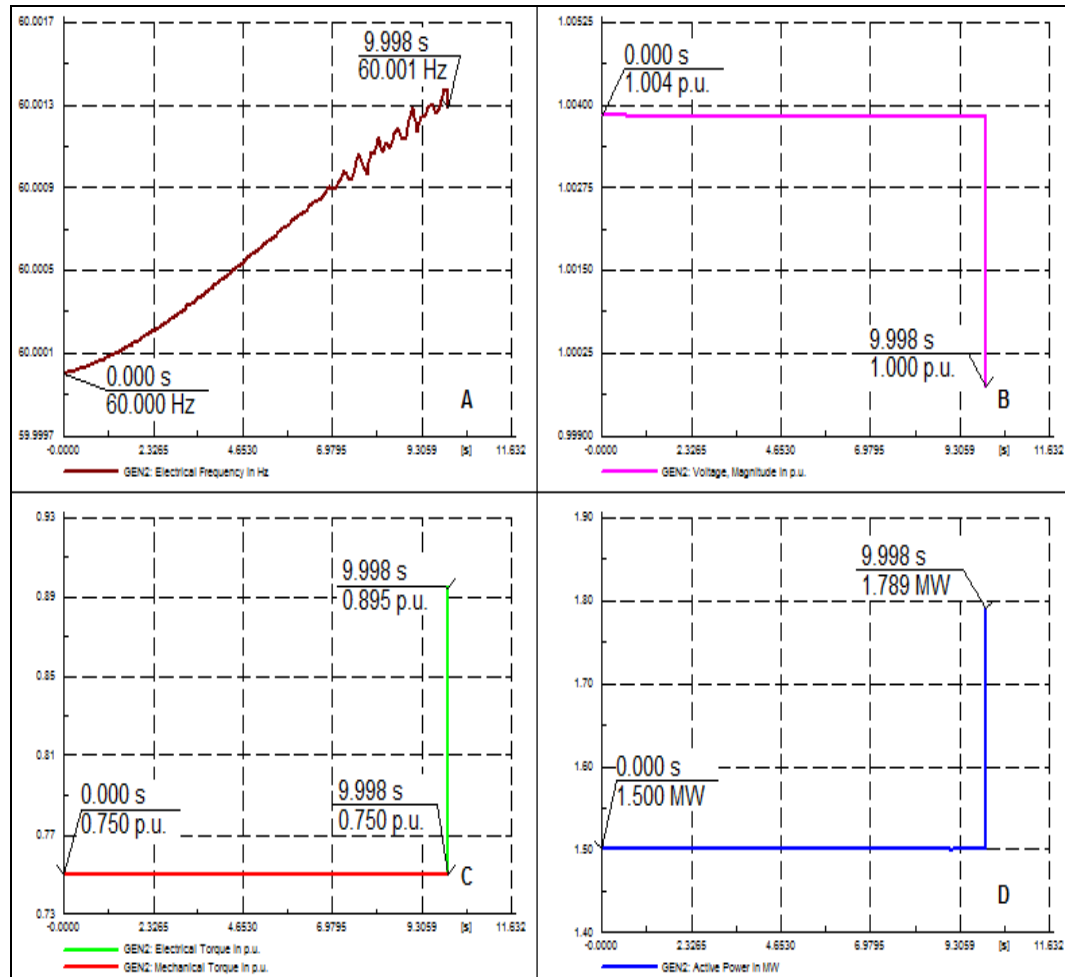


Figura 3.25: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.20, con aumento en la demanda⁴⁰.

3.3.1.2.3 COMPORTAMIENTO DE LA CARGA

En la figura 3.26, la carga aumenta en un 20%, con una frecuencia que varía de 60 a 60.001 [Hz] y un voltaje de 0.972 [p.u] que baja hasta 0.966 [p.u], los dos valores están dentro del rango de operación, la potencia activa de consumo sube de 2.4 [MW] a 2.964 [MW], y la potencia reactiva baja de 1.8 a 1.778 [Mvar].

⁴⁰ Los autores.

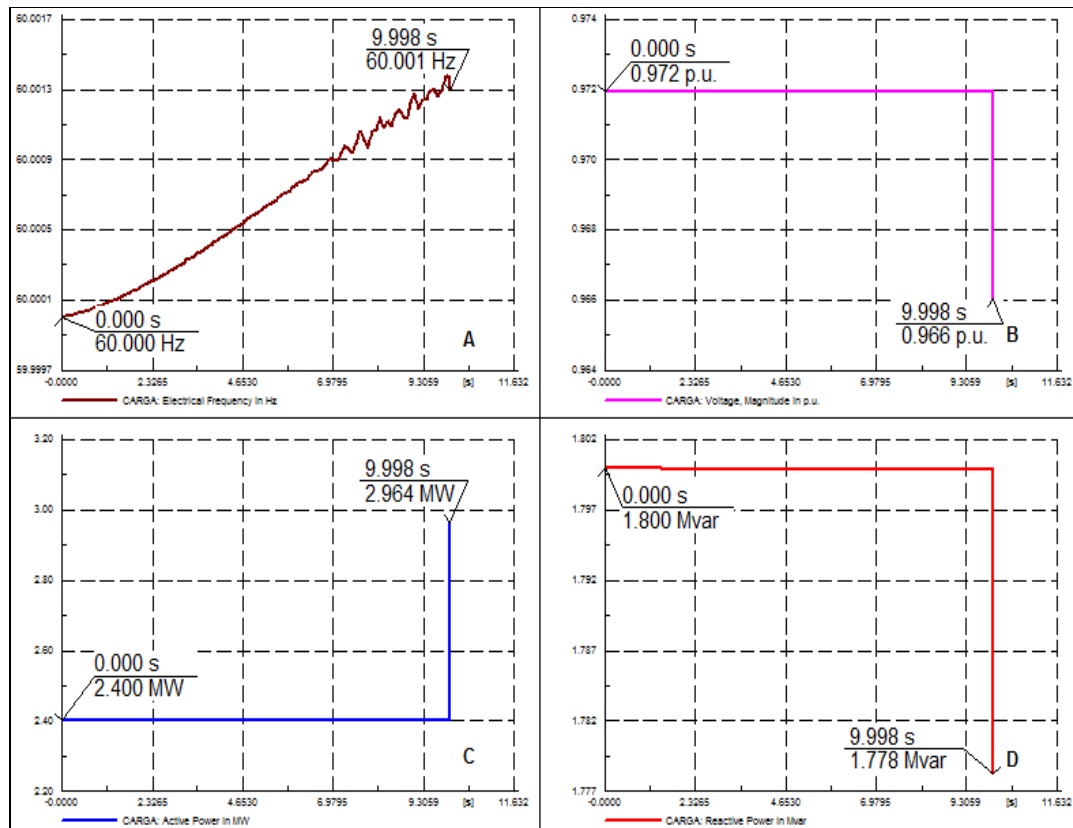


Figura 3.26: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.20, con aumento en la demanda⁴¹.

3.3.1.3 SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UNA CARGA SIN HVDC CON PÉRDIDA DE UNA DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

Para las simulaciones en este caso se pierde la unidad de generación número 2, a continuación se muestran las gráficas del comportamiento de los elementos del sistema cuando ha ocurrido este evento en el SEP.

3.3.1.3.1 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 1

En la figura 3.27, se puede observar que cuando sale de servicio la unidad de generación número 2, la frecuencia en el generador 1 baja hasta 58.389 [Hz], lo que indica que el generador está trabajando fuera de paso y la frecuencia es más abajo del límite permitido, el voltaje baja a 0.573 [p.u.], quedando fuera del rango de operación, los torques eléctrico y mecánico

⁴¹ Los autores.

difieren en 0.078 [p.u], y la potencia del generador sube hasta 1.953 [MW], pero como no es suficiente para satisfacer la demanda el generador baja la producción de potencia a 0.775 [MW].

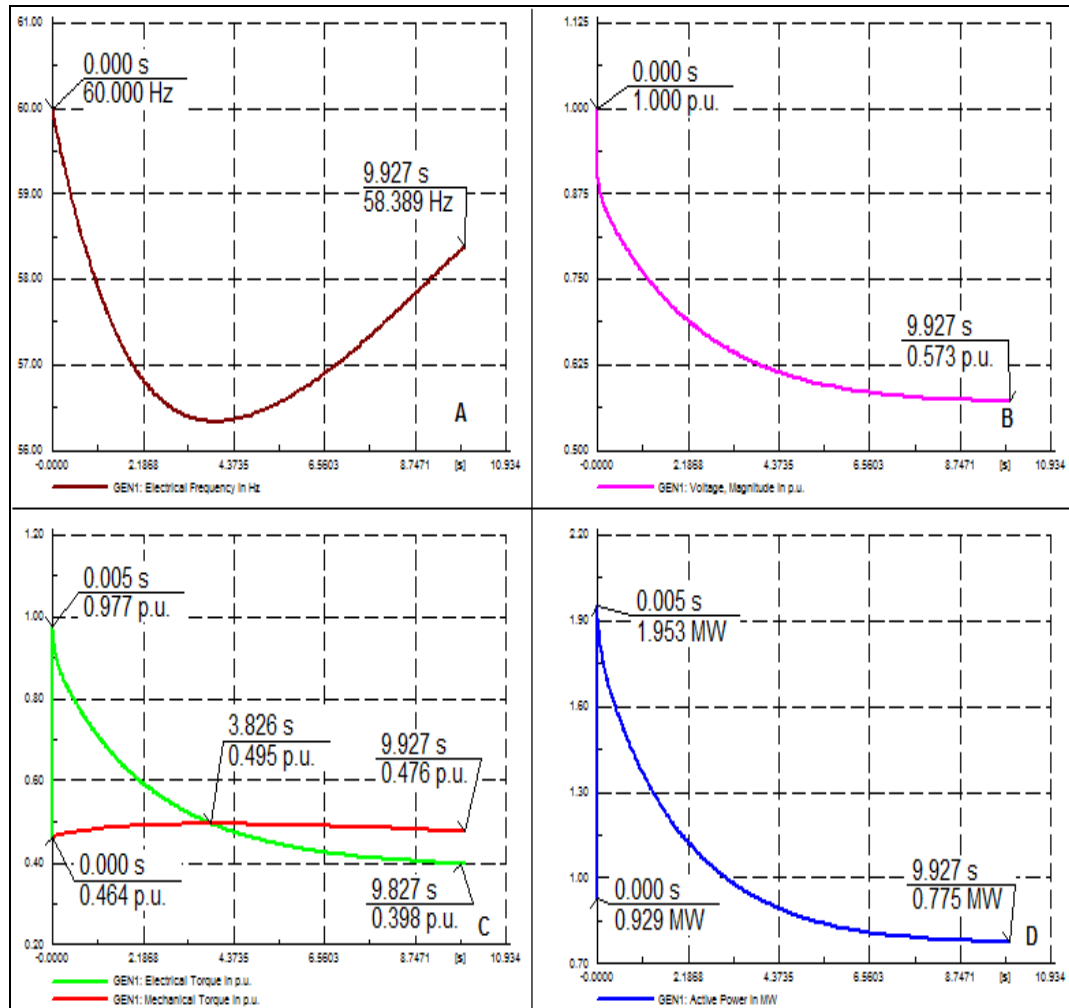


Figura 3.27: Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.20, con pérdida del generador 2⁴².

3.3.1.3.2 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 2

En la figura 3.28, se puede observar que el generador eólico 2 sale de funcionamiento, la frecuencia baja hasta un nivel demasiado bajo 54.594 [Hz], el voltaje sube extremadamente 3.108 [p.u], no existe torque eléctrico y la potencia de aporte es 0.

⁴² Los autores.

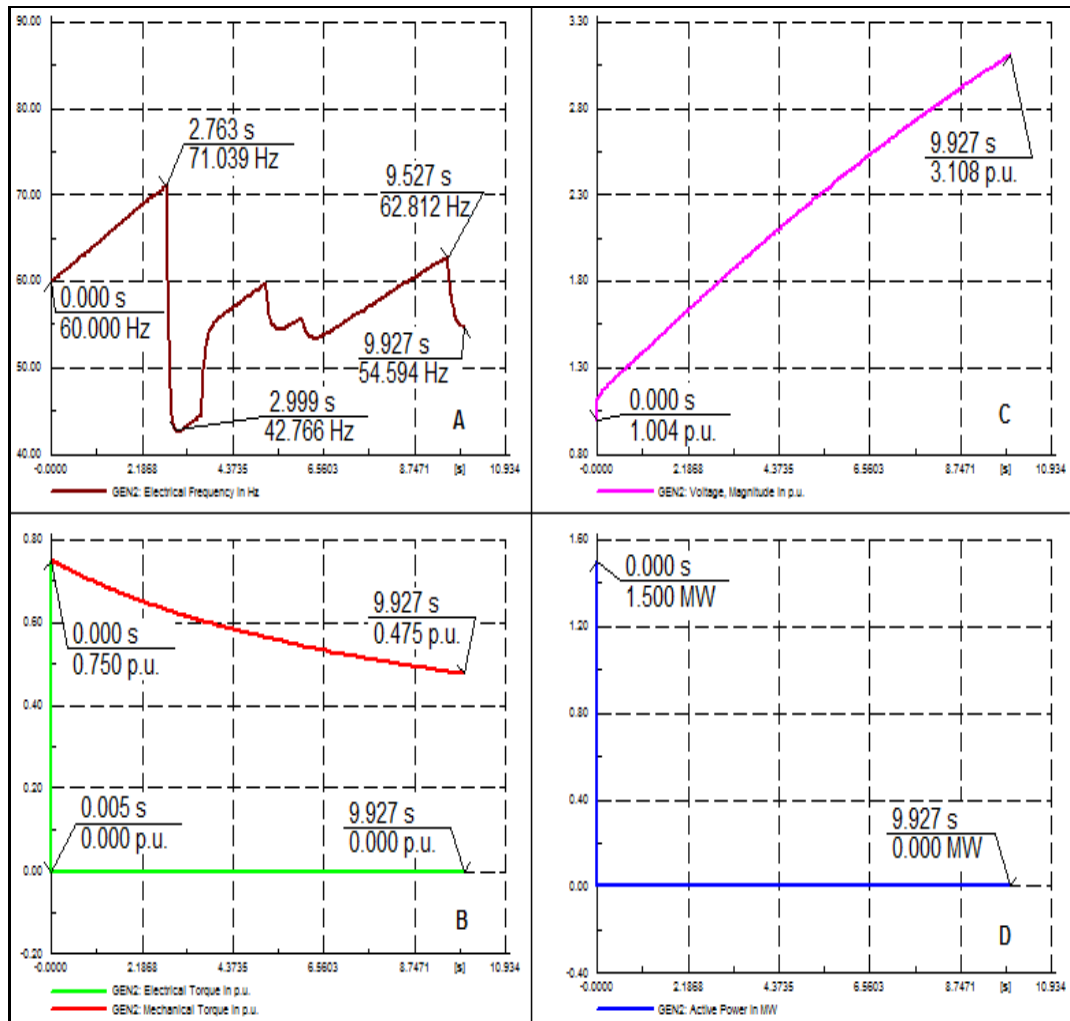


Figura 3.28: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.20, con pérdida del generador 2⁴³.

3.3.1.3.3 COMPORTAMIENTO DE LA CARGA

En la figura 3.29, se observa que pasa con la carga cuando sale de servicio la unidad de generación eólica número 2, la frecuencia baja a 58.389 [Hz] fuera de los límites de operación, el voltaje baja a 0.549 [p.u.], valor que está fuera del rango de operación, la potencia activa de consumo baja de 2.4 [MW] a 0.766 [MW], y la potencia reactiva baja de 1.8 a 0.574 [Mvar], con la generación disponible no se puede satisfacer la demanda y con estos valores de frecuencia, voltaje y potencia el sistema no puede funcionar y sale de servicio.

⁴³ Los autores.

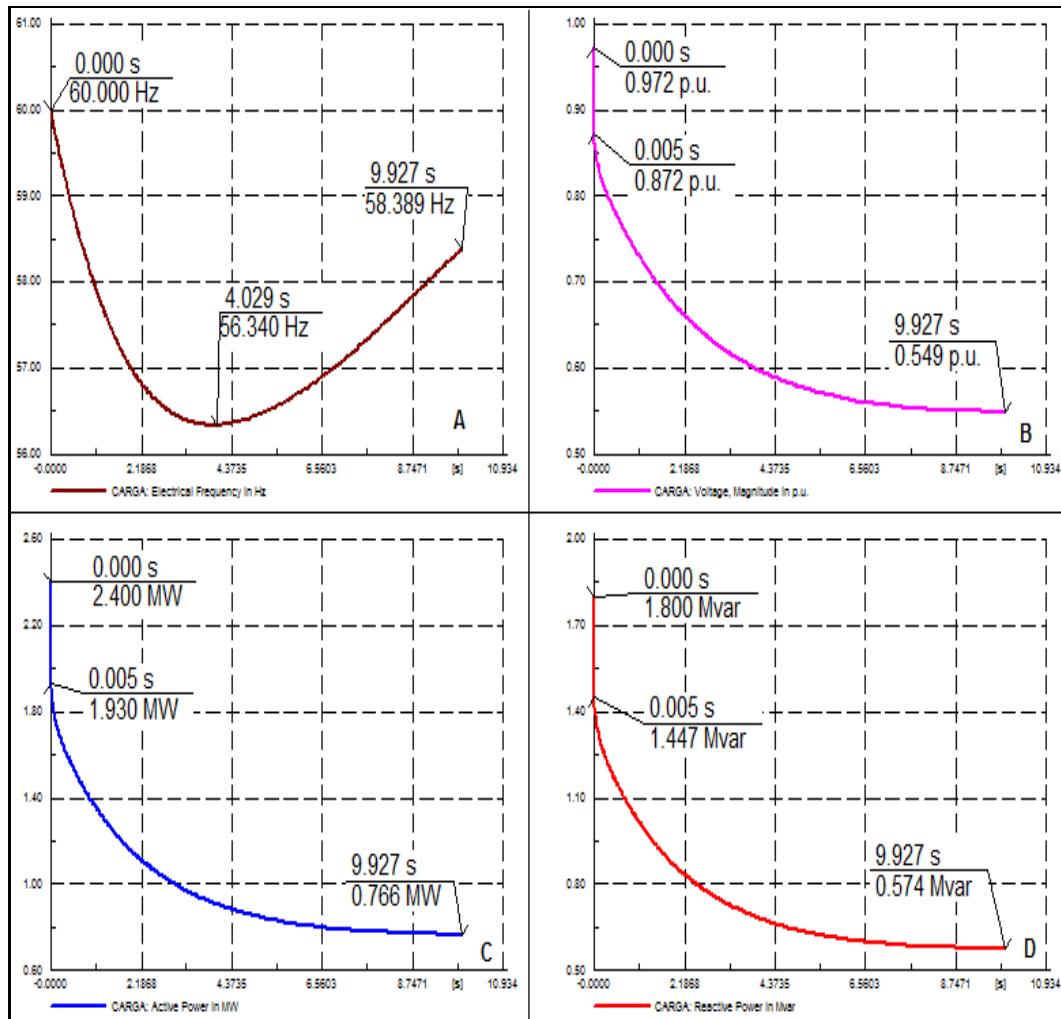


Figura 3.29: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.20, con pérdida del generador 2⁴⁴.

3.3.1.4 CURVAS PV PARA LAS BARRAS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UNA CARGA SIN HVDC CON AUMENTO EN LA DEMANDA

Las curvas PV que se muestran en la figura 3.30, muestran el punto de operación del sistema cuando se produce un incremento en la demanda del 20%, el voltaje y el margen de cargabilidad que tiene cada barra del sistema para transmitir esa cantidad de potencia en [MW], en ésta gráfica se puede observar en la barra de 69 [kV] que es la más alejada de las unidades de generación, el voltaje baja hasta 0.968 [p.u], manteniéndose dentro de los límites de operación.

⁴⁴ Los autores.

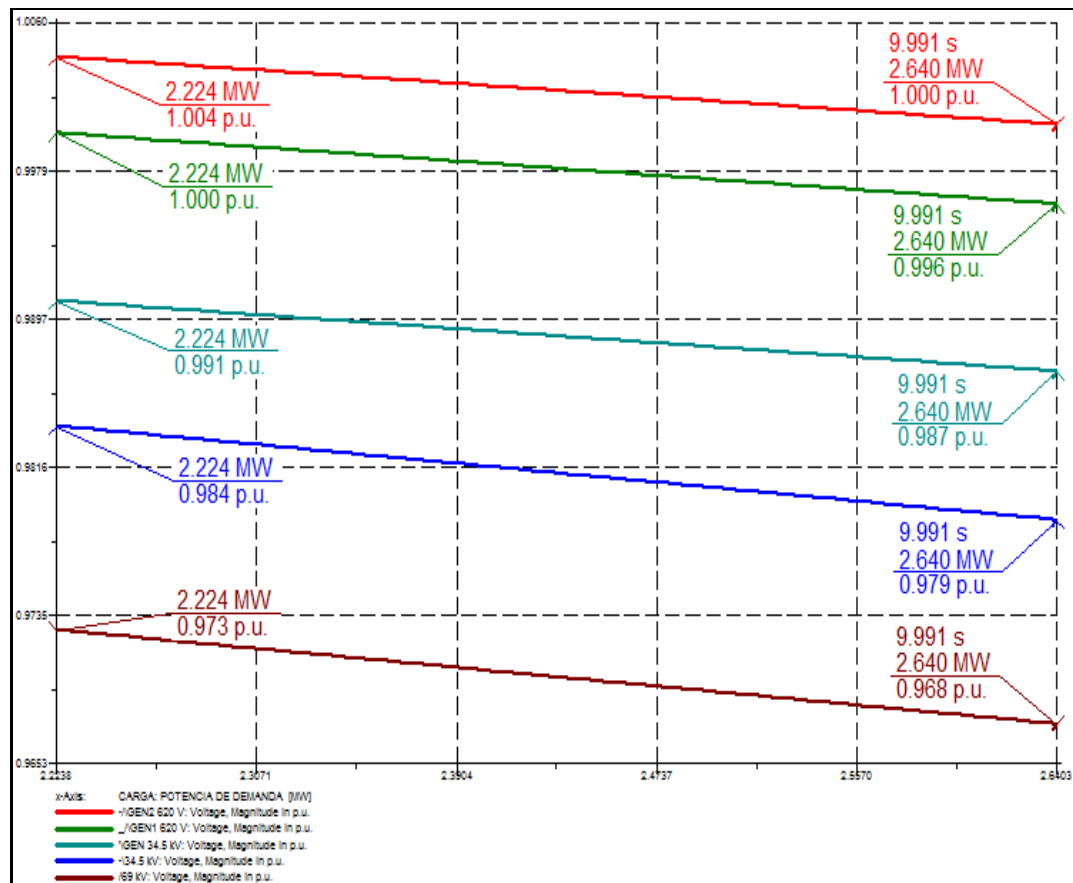


Figura 3.30: Curvas PV para las barras del sistema de la figura 3.20, cuando se produce un incremento en la demanda del 20%⁴⁵.

En la figura 3.31, se muestran las curvas PV, cuando se ha producido un incremento del 100% en la demanda, en este caso el voltaje en las barras del sistema bajan pero se mantienen dentro de los rangos de operación, llegando hasta la barra de 69 [kV], que tiene un voltaje más abajo del límite de operación, indicando que la cargabilidad para esa barra se ha superado, es decir, no es capaz de soportar esa cantidad de potencia, provocando una inestabilidad en el sistema.

⁴⁵ Los autores.

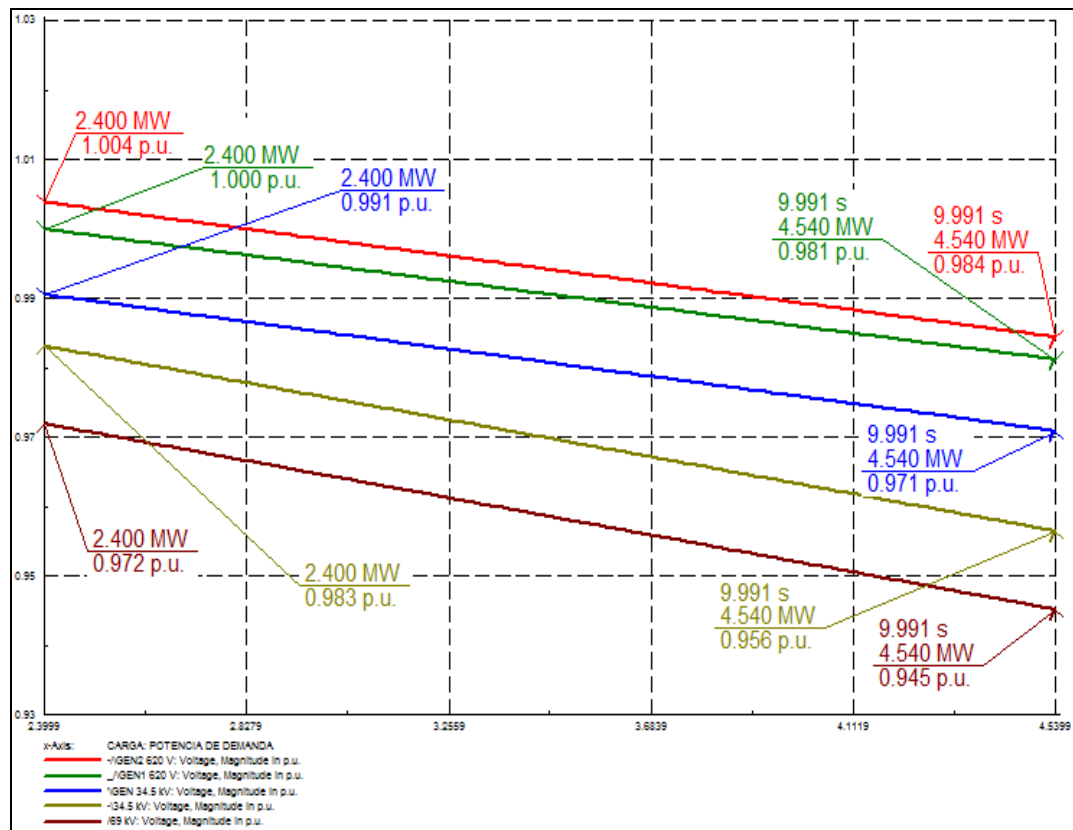


Figura 3.31: Curvas PV para las barras del sistema de la figura 3.20, cuando se produce un incremento en la demanda del 100%⁴⁶.

3.3.1.5 CURVAS VQ PARA LAS BARRAS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UNA CARGA SIN HVDC CON AUMENTO EN LA DEMANDA

En la figura 3.32, se observan las curvas VQ, para un incremento en la demanda del 20%, ninguna de las barras llega al punto crítico de voltaje, por lo que el sistema se encuentra estable, con una potencia reactiva de 1.782 [Mvar] en las barras para mantener la estabilidad del sistema.

En la figura 3.33, se observan las curvas VQ, para un incremento en la demanda del 100%, todas las barras trabajan en los puntos óptimos de operación con niveles de voltaje aceptable, a excepción de la barra de 69 [kV], figura 3.33 A, que llega a un nivel de voltaje más abajo del límite, con una potencia reactiva de 1.697 [Mvar] provocando inestabilidad en el sistema.

⁴⁶ Los autores.

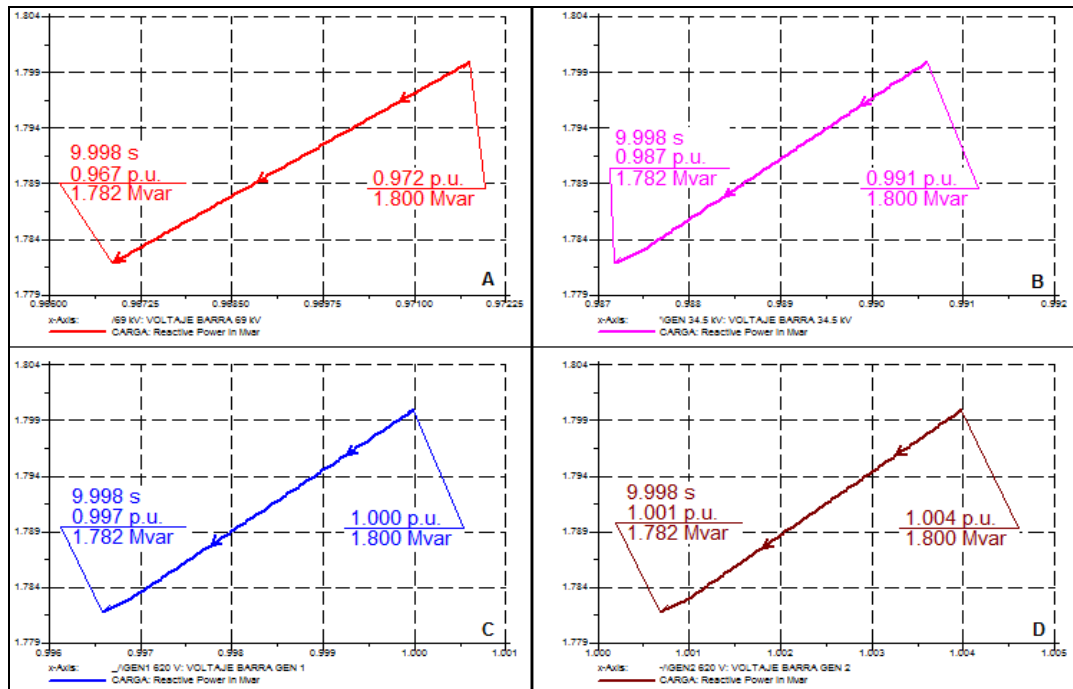


Figura 3.32: Curvas VQ para las barras del sistema de la figura 3.20, cuando se produce un incremento en la demanda del 20%⁴⁷.

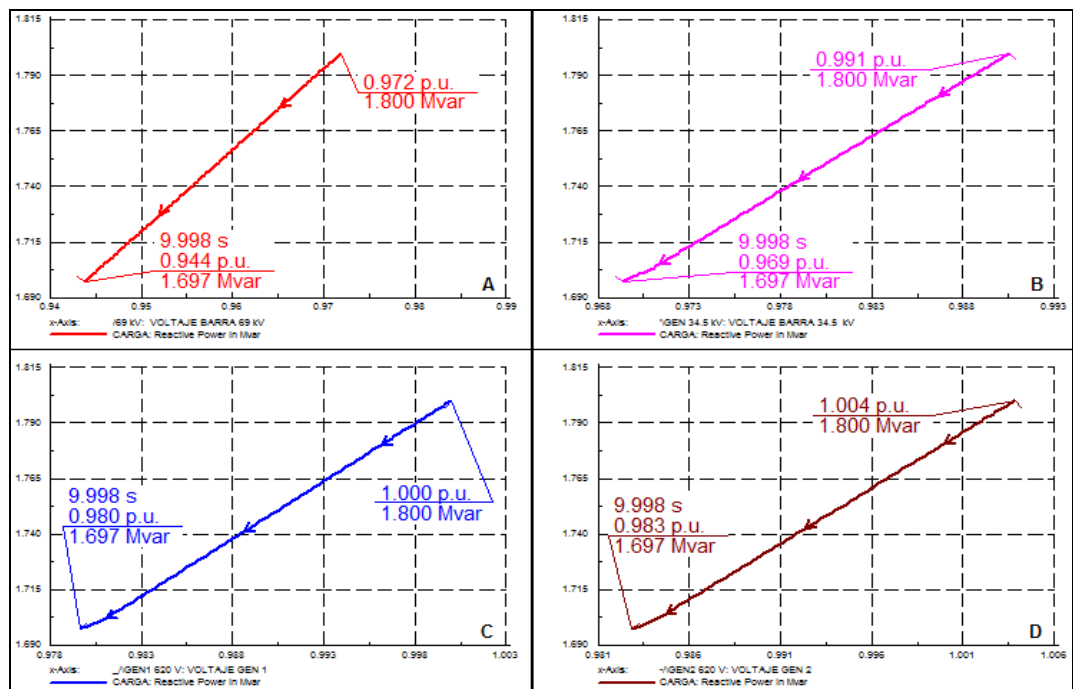


Figura 3.33: Curvas VQ para las barras del sistema de la figura 3.20, cuando se produce un incremento en la demanda del 100%⁴⁸.

⁴⁷ Los autores.

⁴⁸ Ídem.

3.3.2 SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UNA CARGA CON HVDC

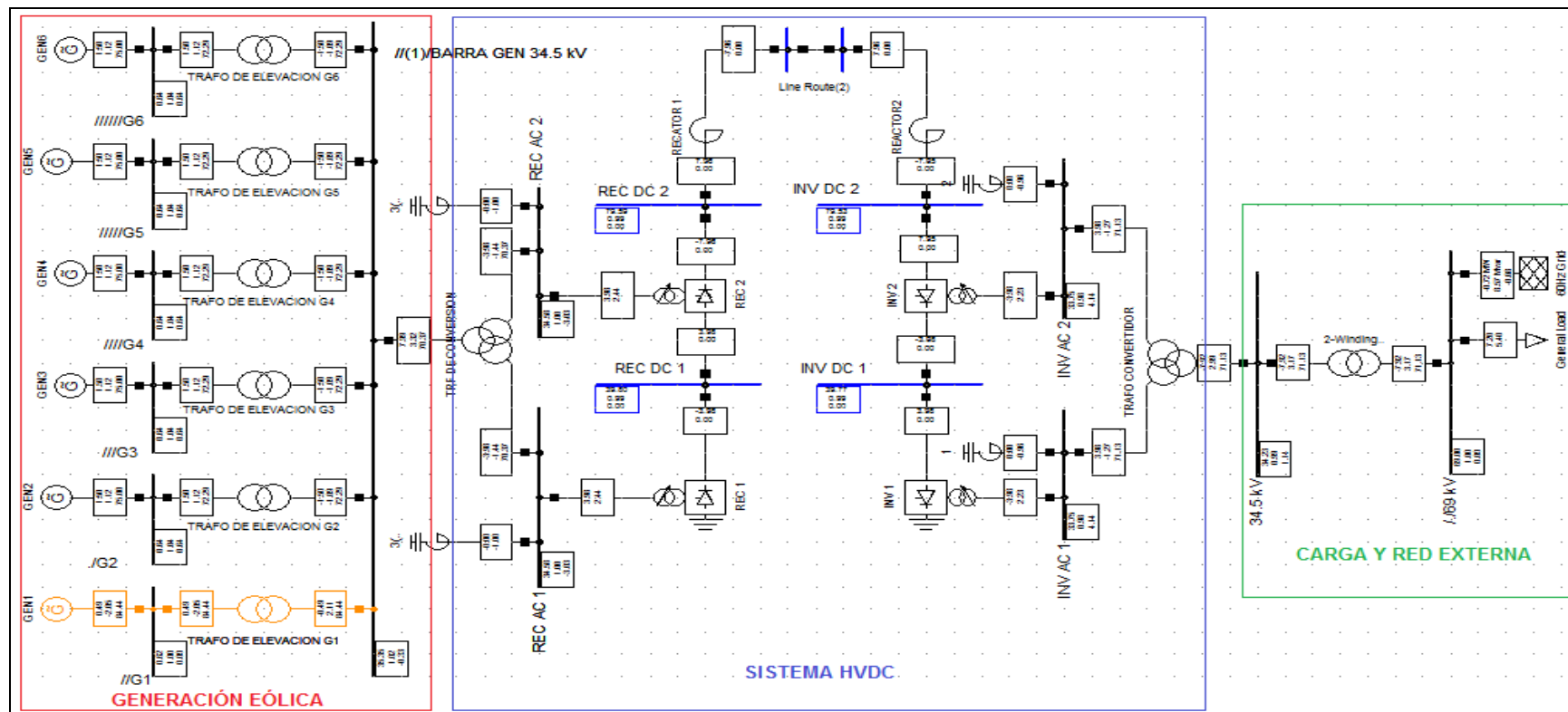


Figura 3.34: Sistema de generación eólica conectado a una carga con HVDC¹¹⁹.

¹¹⁹ Los autores.

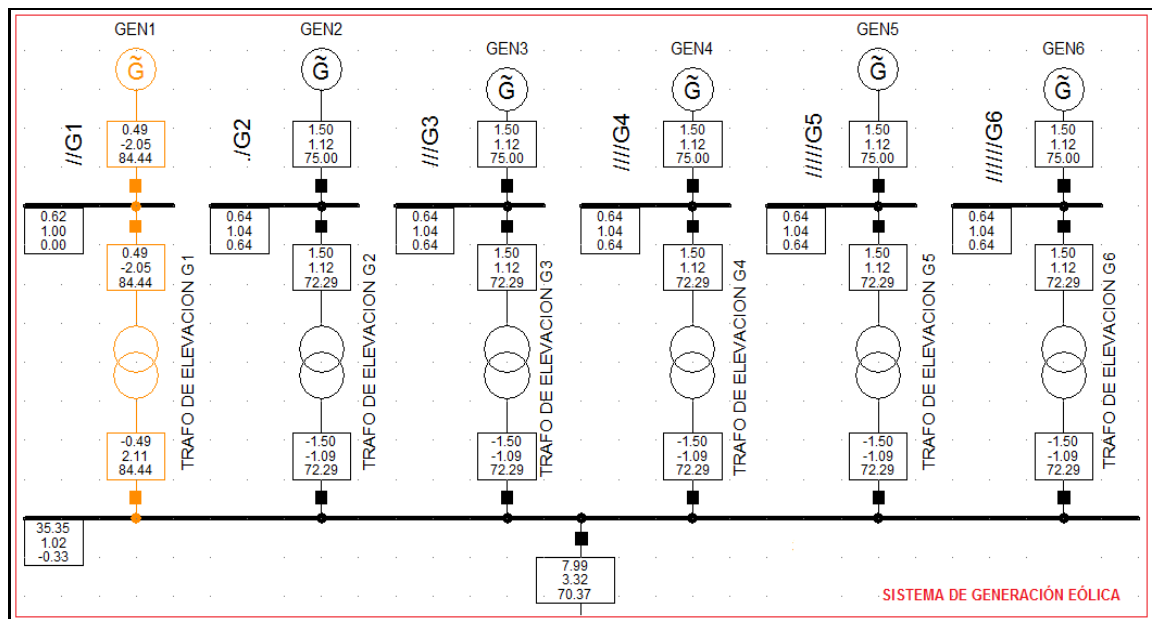


Figura 3.34 A: Generación eólica de la figura 3.34¹²⁰.

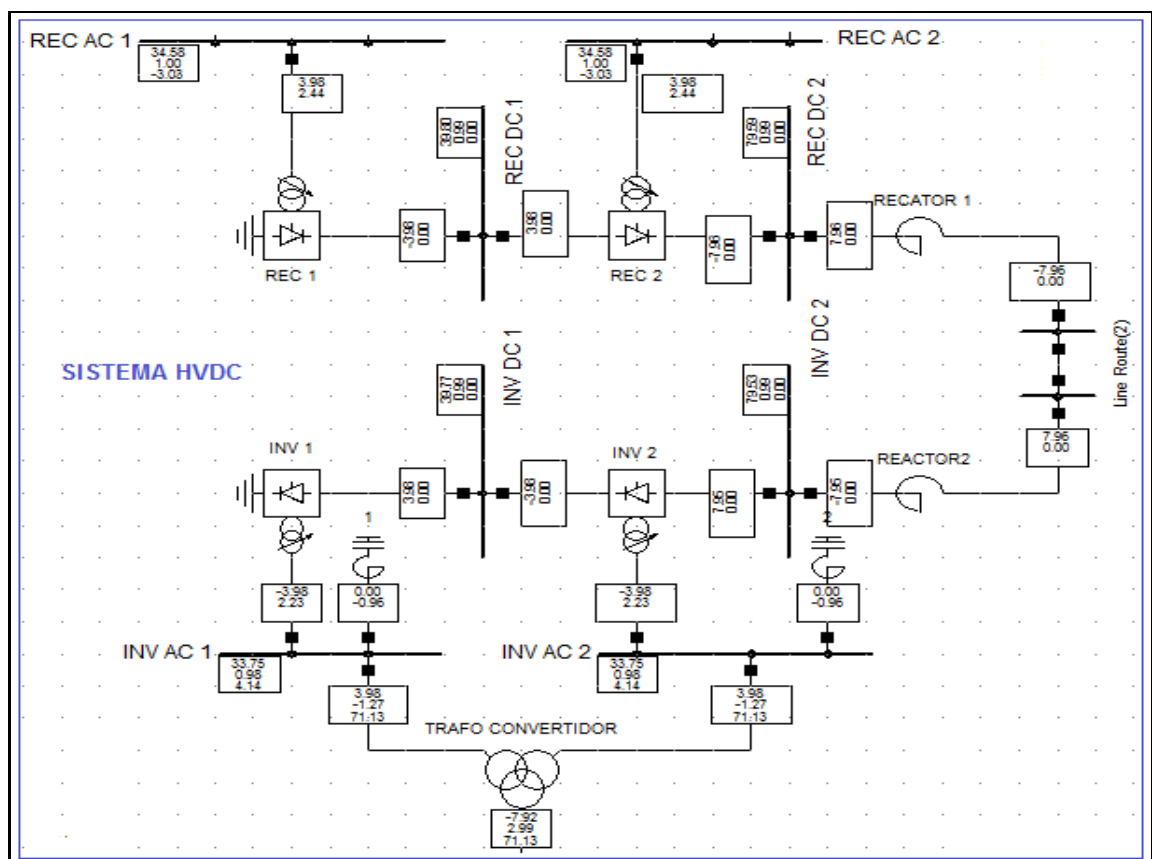


Figura 3.34 B: Sistema HVDC de la figura 3.34¹²¹.

¹²⁰ Los autores.

¹²¹ Ídem.

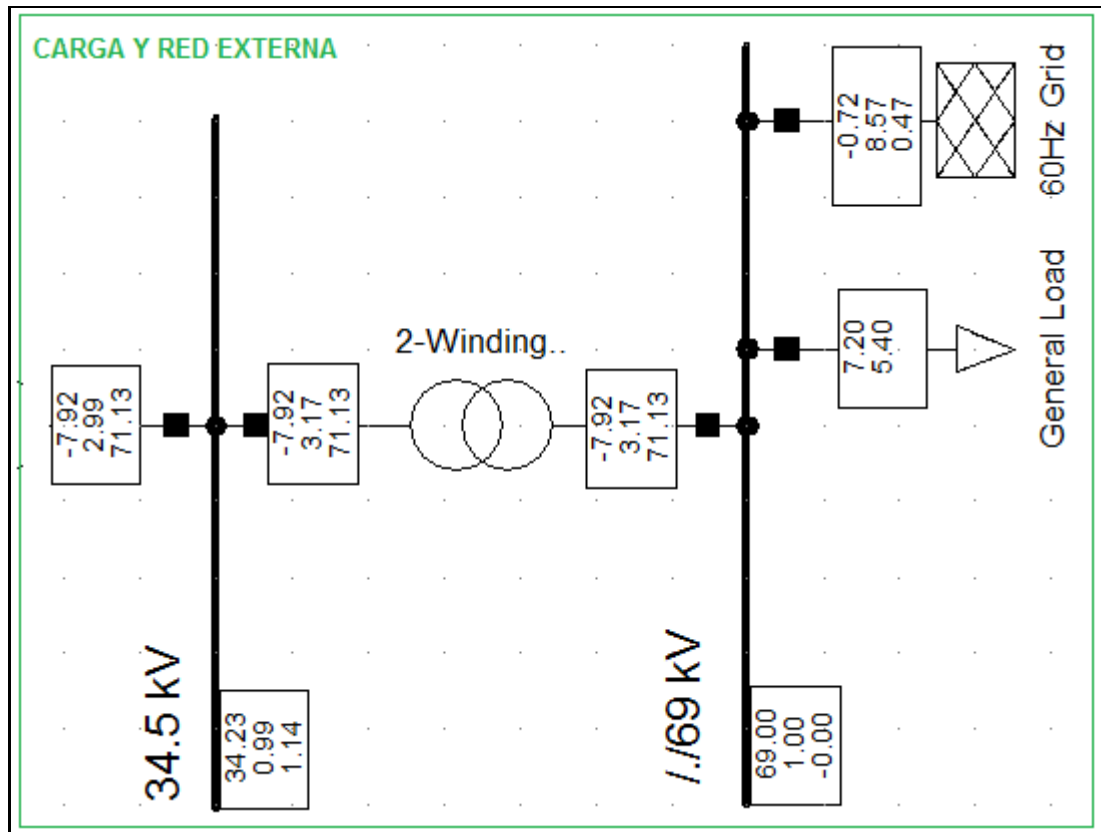


Figura 3.34 C: Carga y red externa de la figura 3.34¹²².

En la figura 3.34, se muestra el diagrama de un sistema de generación eólica a una carga por medio de una interconexión HVDC, para una mejor visualización se ha dividido al SEP en 3 partes que indican:

- Figura 3.34 A: sistema de generación eólica.
- Figura 3.34 B: sistema HVDC.
- Figura 3.34 C: a la carga y red externa.

Las unidades de generación eólica son las mismas que para el sistema sin HVDC, en este caso se han aumentado las unidades de generación eólica de 2 a 6 debido a que los rectificadores en este caso tiristores, requieren de potencia de la red para poder trabajar [16].

¹²² Los autores.

La generación total producida es de 9 [MW], y la carga es el 80% de la producción de energía eléctrica, es decir, 7.2 [MW].

En el lado de carga se ha implementado una red externa que sirve para proveer de potencia reactiva al sistema HVDC [16].

El sistema DC que se ha implementado es un sistema HVDC Classic, debido a la versión del software DIgSILENT, este posee únicamente válvulas tiristores y no IGBTs.

3.3.2.1 SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UNA CARGA CON HVDC BAJO CONDICIONES NORMALES

A continuación se va a mostrar el comportamiento de los elementos que componen el sistema eléctrico de potencia conformado por un grupo de 6 aerogeneradores interconectados entre sí y enlazados a una carga por medio de un sistema HVDC.

Las figuras que se van a presentar muestran el comportamiento de los elementos, cuando estos trabajan bajo condiciones normales, es decir, dentro de los rangos de funcionamiento y sin ninguna anomalía o evento ajeno que altere el funcionamiento del sistema.

3.3.2.1.1 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 1

En las figuras 3.35, 3.36 y 3.37, se muestra el comportamiento de la frecuencia, los torques eléctrico y mecánico, el voltaje y la potencia de generación para los generadores eólicos 1, 2 y 3 respectivamente, se puede observar en estas gráficas que al usar un sistema HVDC las variables no tienen oscilación y son casi lineales, manteniendo la estabilidad del sistema, con los límites de operación dentro de los rangos establecidos, haciendo que el sistema sea confiable y seguro.

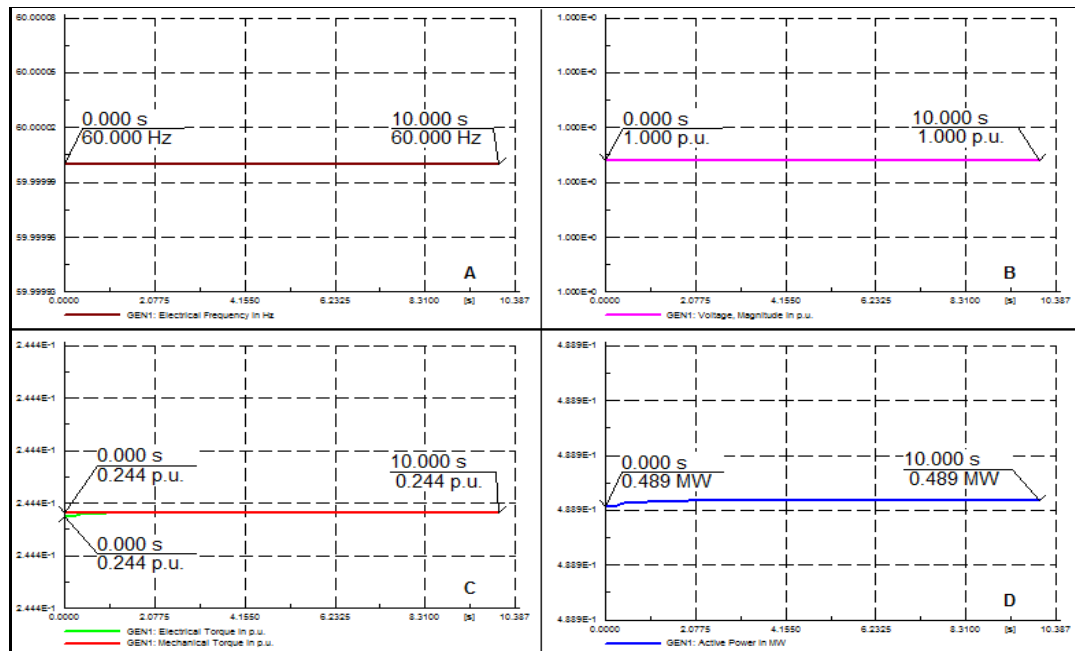


Figura 3.35: Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.34, bajo condiciones normales de operación¹²³.

3.3.2.1.2 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 2

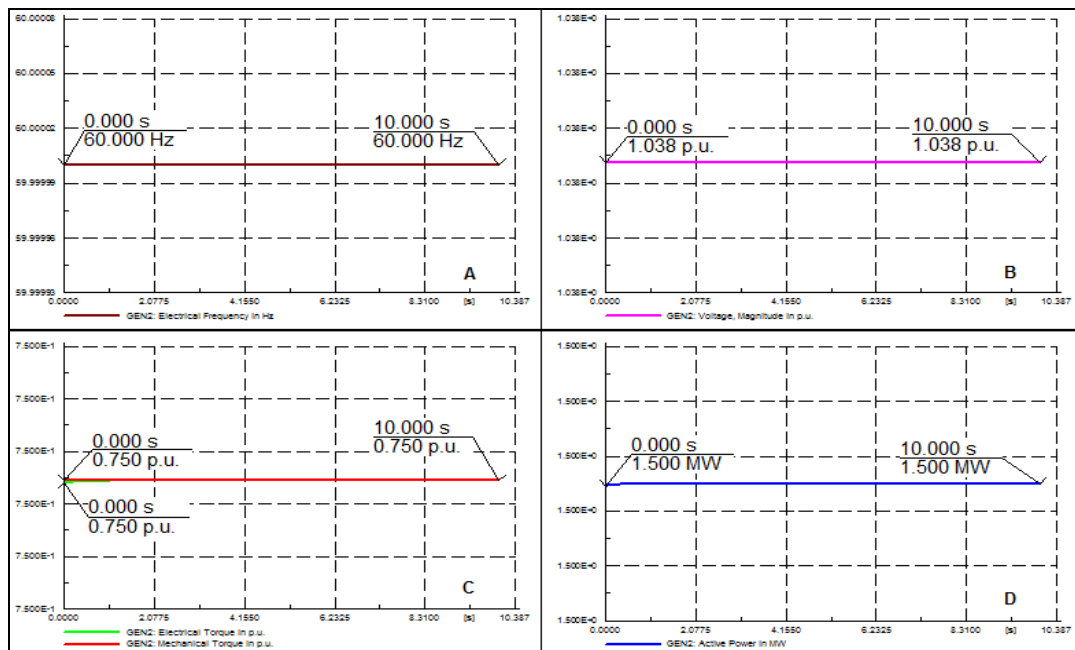


Figura 3.36: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.34, bajo condiciones normales de operación¹²⁴.

¹²³ Los autores.

¹²⁴ Ídem.

3.3.2.1.3 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 3

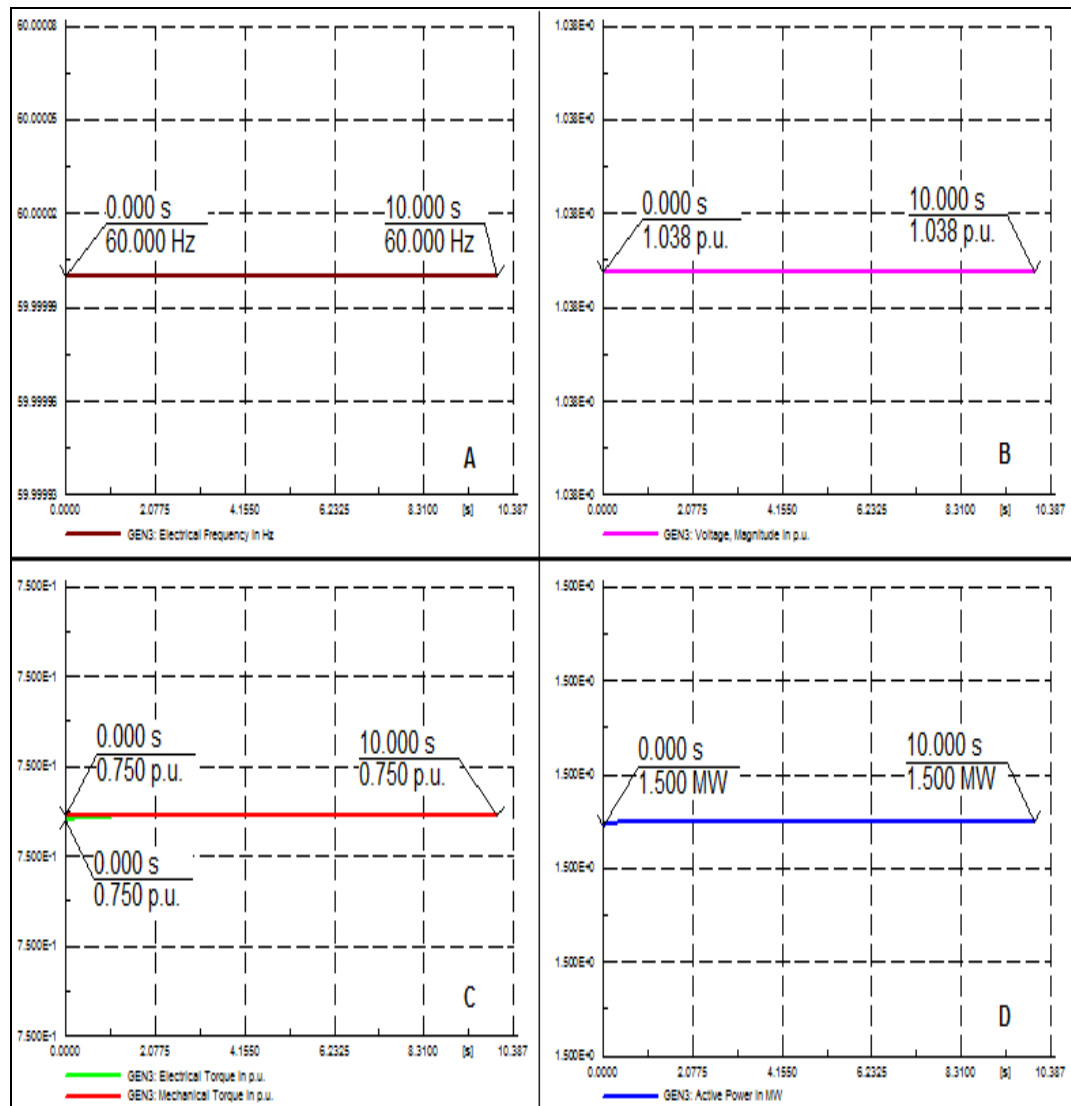


Figura 3.37: Curvas del comportamiento del generador 3 de la figura 3.34, bajo condiciones normales de operación¹²⁵.

3.3.2.1.4 COMPORTAMIENTO DE LA CARGA

En la figura 3.38, se muestra el comportamiento de la carga con sus variables frecuencia, voltaje, potencia activa y reactiva, se puede observar en estas gráficas que al usar un sistema HVDC las variables no oscilan y tienen un comportamiento casi lineal, manteniendo la estabilidad del sistema, con los límites de operación dentro de los rangos establecidos.

¹²⁵ Los autores.

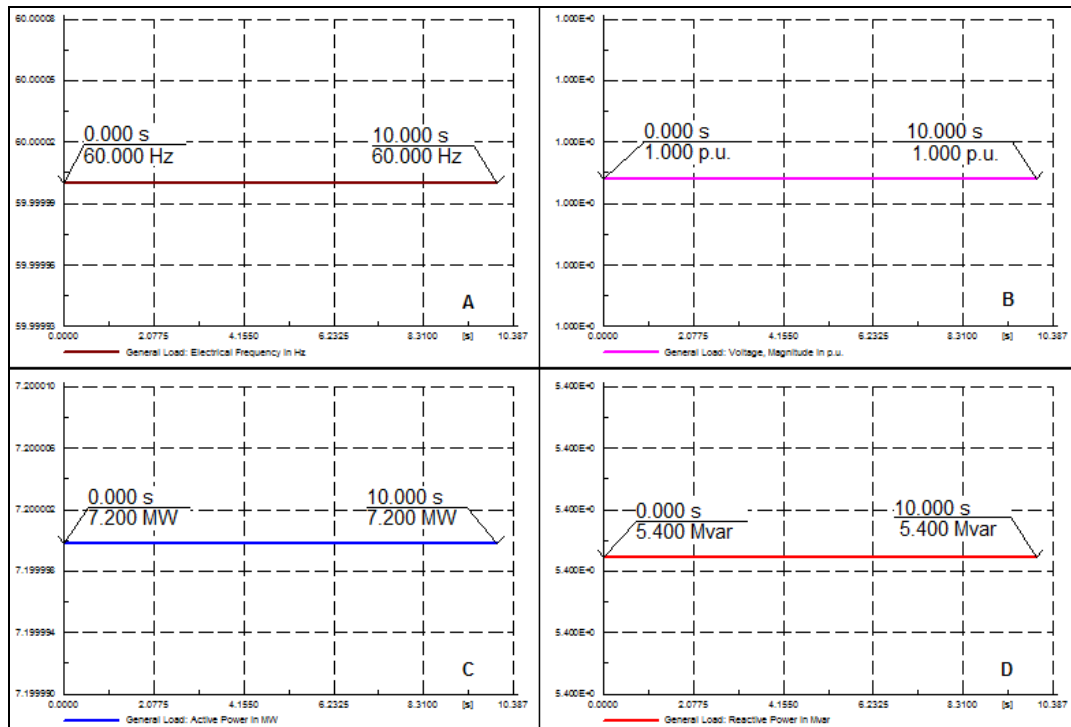


Figura 3.38: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.34, bajo condiciones normales de operación¹²⁶.

3.3.2.2 SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UNA CARGA CON HVDC Y AUMENTO EN LA DEMANDA

Cuando se presentan un aumento en la demanda los elementos del SEP pueden variar sus características de operación, para las siguientes gráficas el aumento de carga es del 20%.

3.3.2.2.1 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 1

En las figuras 3.39, 3.40 y 3.41, se muestra el comportamiento de la frecuencia, los torques eléctrico y mecánico, el voltaje y la potencia de generación para los generadores eólicos 1, 2 y 3 respectivamente, se puede observar en estas gráficas que al usar un sistema HVDC y producirse un incremento en la demanda las variables son casi lineales y no tienen oscilación para alcanzar sus nuevos valores de operación, estos nuevos valores están dentro de los rangos de operación.

¹²⁶ Los autores.

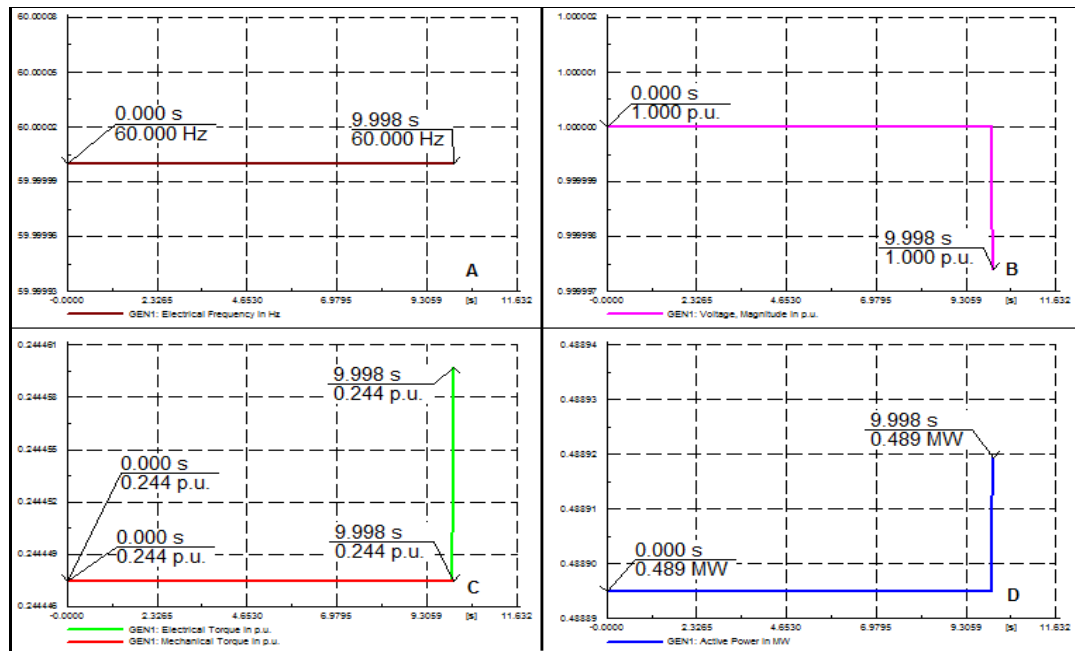


Figura 3.39: Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.34, con aumento en la demanda¹²⁷.

3.3.2.2.2 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 2

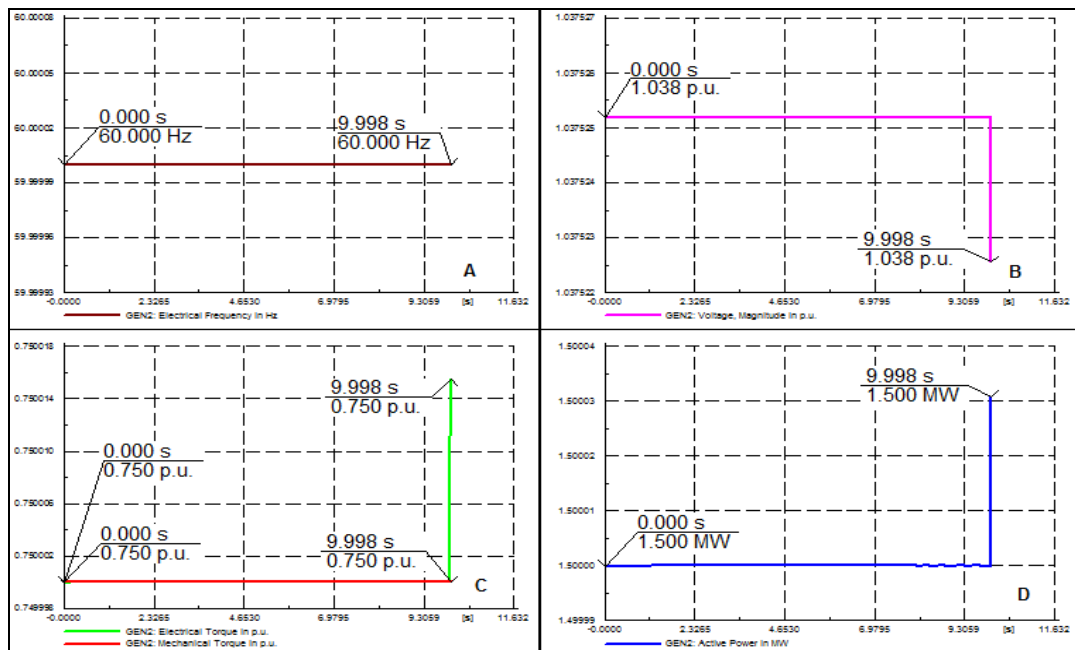


Figura 3.40: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.34, con aumento en la demanda¹²⁸.

¹²⁷ Los autores.

¹²⁸ Ídem.

3.3.2.2.3 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 3

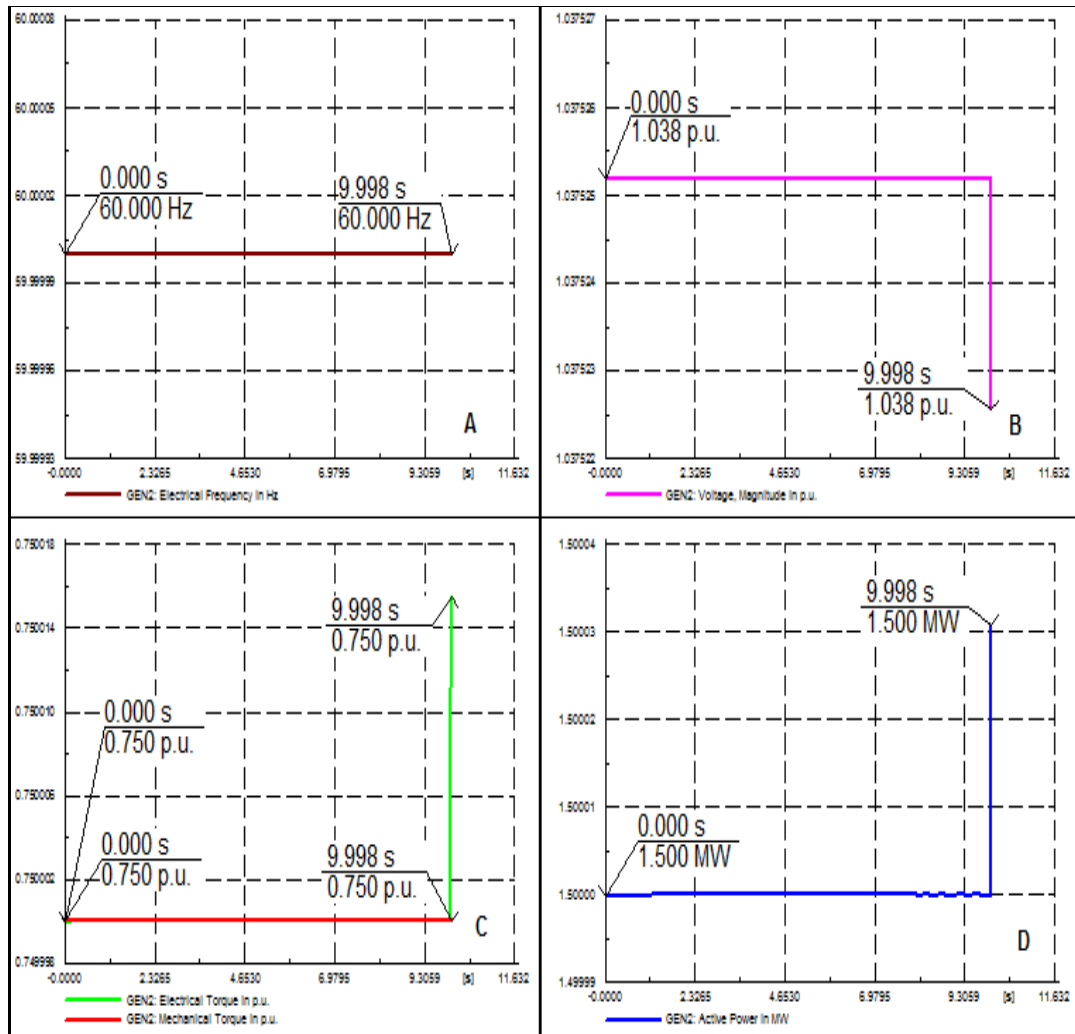


Figura 3.41. Curvas del comportamiento del generador 3 de la figura 3.34, con aumento en la demanda¹²⁹.

3.3.2.2.4 COMPORTAMIENTO DE LA CARGA

En la figura 3.42, se muestra el comportamiento de la carga con sus variables frecuencia, voltaje, potencia activa y reactiva, se puede observar en estas gráficas que al usar un sistema HVDC las variables no tienen oscilación y son casi lineales, manteniendo la estabilidad del sistema, con los límites de operación dentro de los rangos establecidos, las variables alcanzan sus nuevos valores satisfaciendo la demanda.

¹²⁹ Los autores.

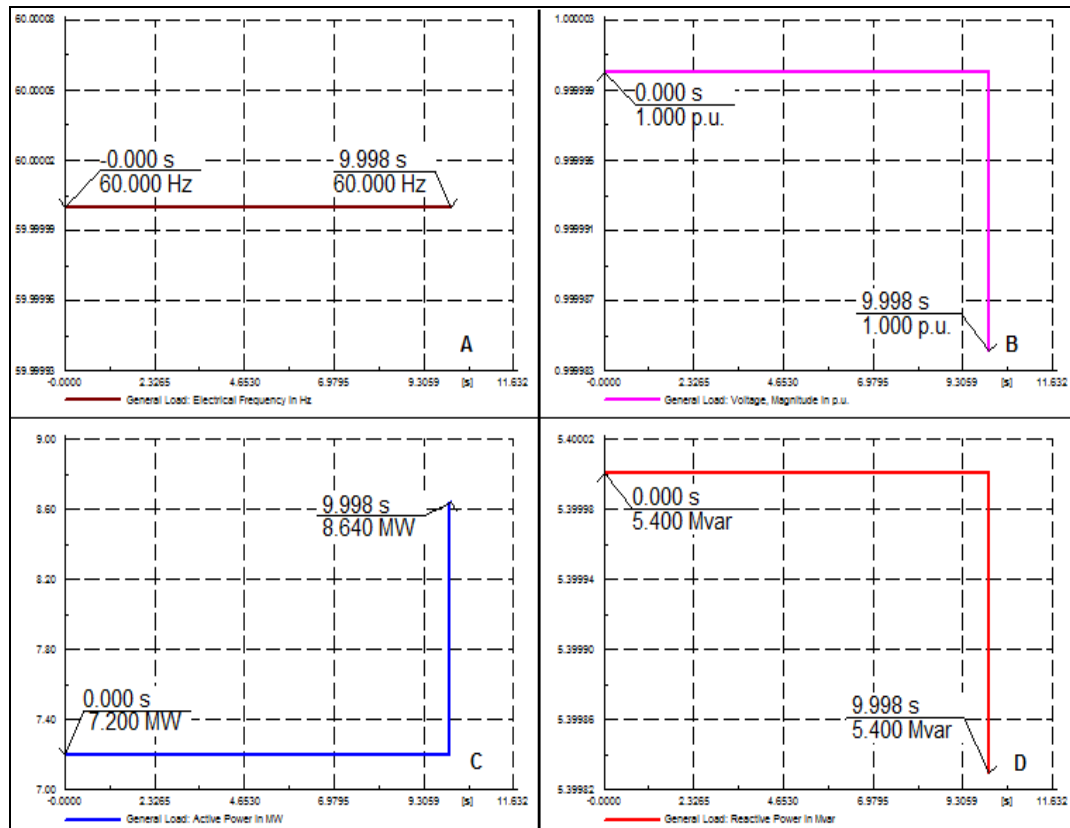


Figura 3.42: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.34, con aumento en la demanda¹³⁰.

3.3.2.3 SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UNA CARGA CON HVDC Y PÉRDIDA DE UNA DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

Para el análisis del comportamiento de los elementos que constituyen el SEP, en este caso sale de funcionamiento la unidad de generación eólica número 2, a continuación se muestran las siguientes gráficas:

3.3.2.3.1 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 1

En la figura 3.43, el generador eólico 1 presenta el siguiente comportamiento en sus variables cuando ha salido de servicio la unidad de generación número 2, la frecuencia baja su valor de 60 a 59.884 [Hz], pero se mantiene dentro de los límites de operación, el voltaje varía de 1 a 0.998 [p.u.], el torque eléctrico oscila alcanzando un pico de 0.342 [p.u.], y se

¹³⁰ Los autores.

estabiliza en un valor de 0.246 [p.u], mientras que el torque mecánico no oscila y se mantiene en un valor de 0.245 [p.u], el torque eléctrico y mecánico difieren en 0.001 [p.u], y la potencia de generación oscila debido a la pérdida del generador 2 hasta alcanzar su punto de operación en 0.490 [MW], el generador 1 logra alcanzar los límites de operación y se estabiliza.

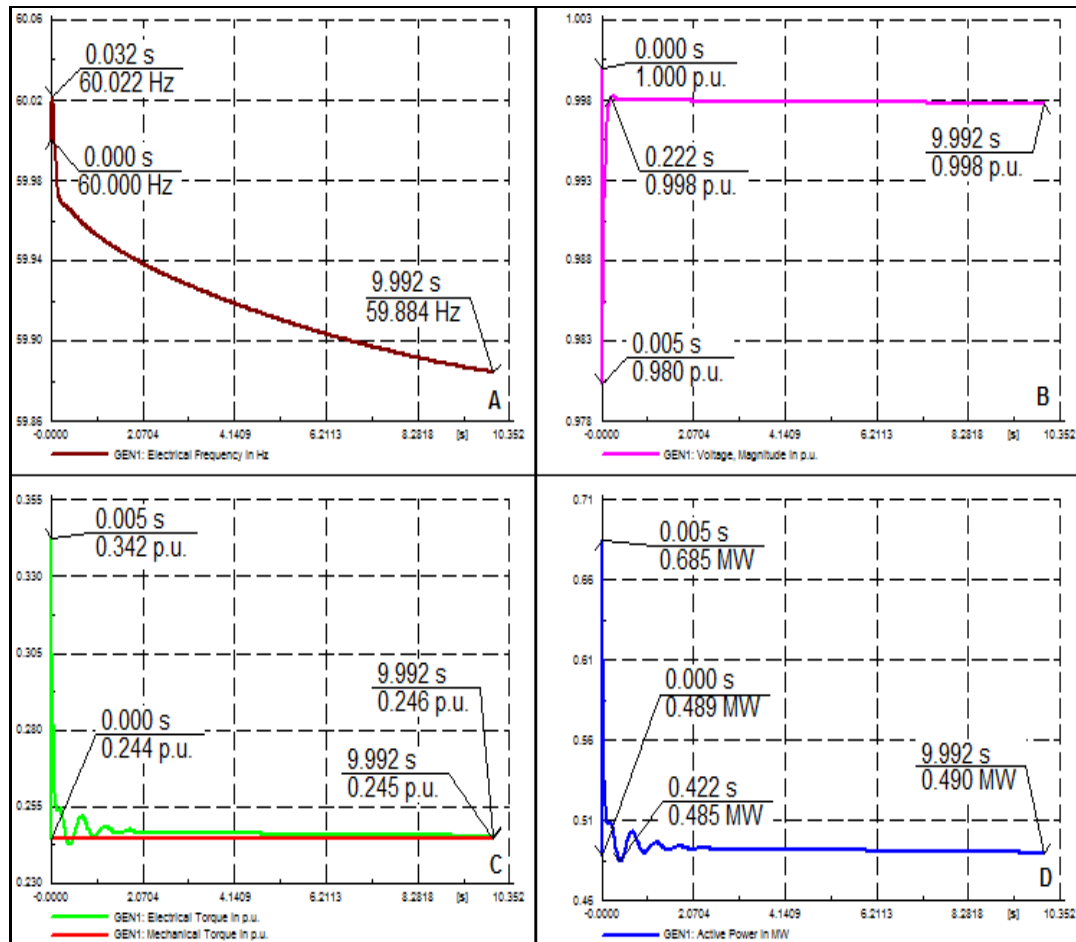


Figura 3.43: Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.34, con pérdida del generador 2¹³¹.

3.3.2.3.2 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 2

En la figura 3.44, se puede observar que el generador eólico 2 sale de servicio la frecuencia y el voltaje se disparan a valores extremadamente altos 94.775 [Hz] y 3.109 [p.u] respectivamente, el torque mecánico baja y no existe torque eléctrico, aportando al sistema 0 [MW].

¹³¹ Los autores.

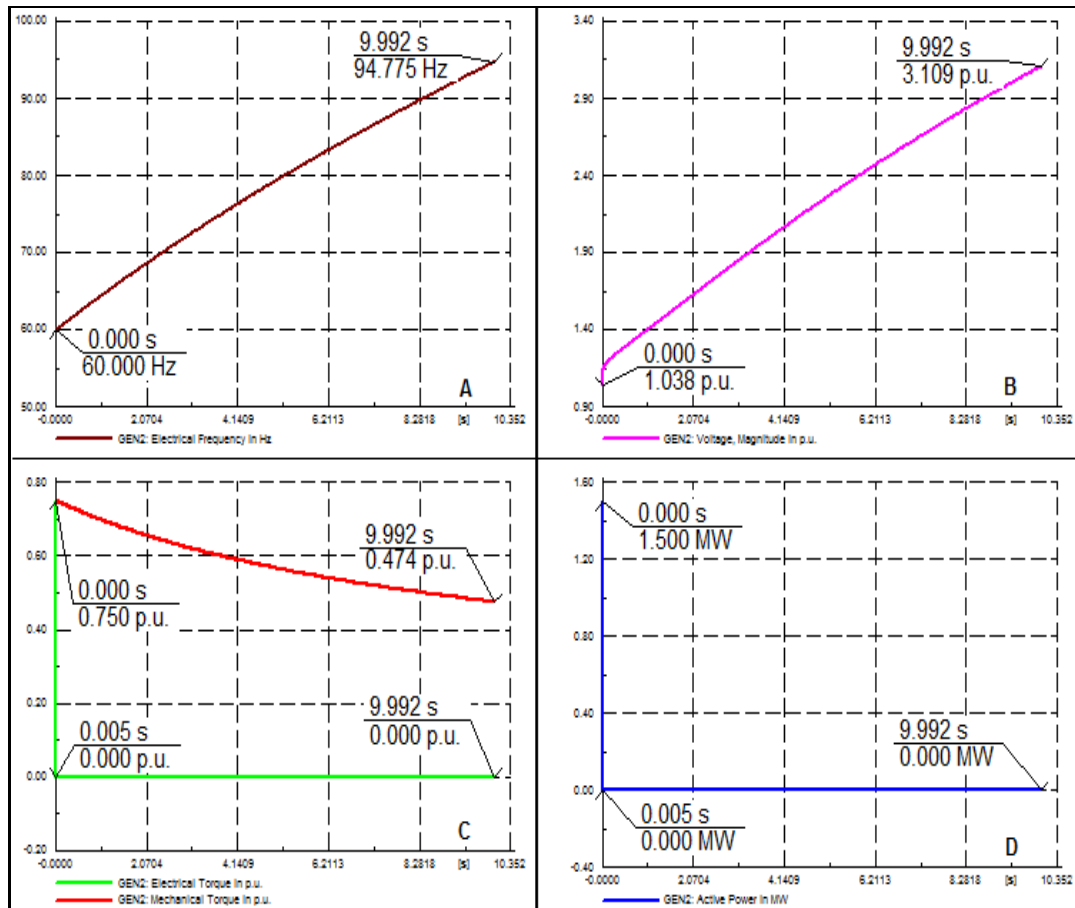


Figura 3.44: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.34, con pérdida del generador 2¹³².

3.3.2.3.3 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 3

En la figura 3.45, el generador eólico 3 presenta el siguiente comportamiento en sus variables cuando ha salido de servicio la unidad de generación número 2, la frecuencia baja su valor de 60 a 59.884 [Hz], pero se mantiene dentro de los límites de operación, el voltaje varía de 1.038 a 1.035 [p.u.], el torque eléctrico oscila alcanzando un pico de 0.873 [p.u.], y se estabiliza en un valor de 0.752 [p.u.], mientras que el torque mecánico no oscila y se mantiene en un valor de 0.751 [p.u.], el torque eléctrico y mecánico difieren en 0.001 [p.u.], lo cual no afecta la estabilidad y la potencia de generación oscila debido a la pérdida del generador 2 hasta alcanzar su punto de operación en 1.501 [MW], el generador eólico 3 logra alcanzar los límites de operación y se estabiliza.

¹³² Los autores.

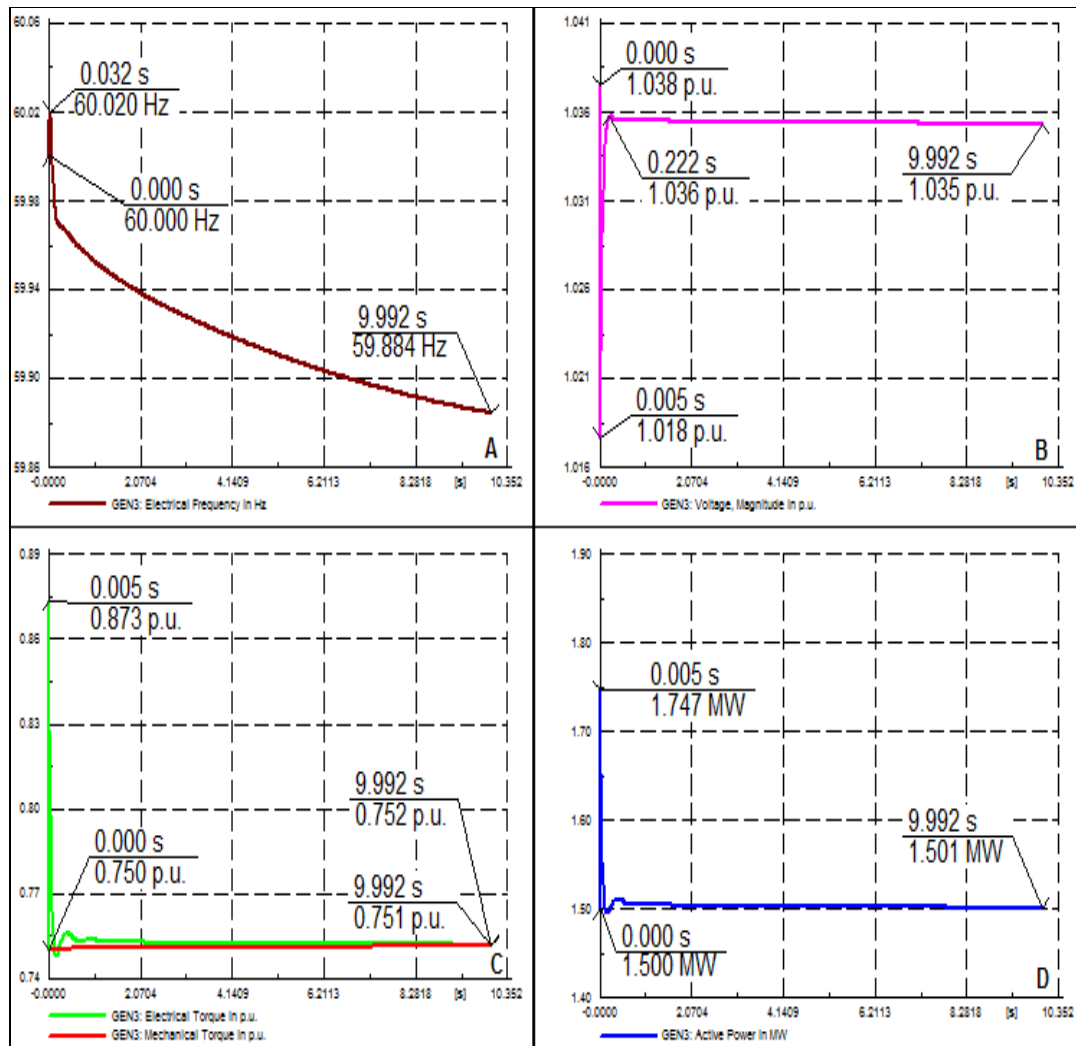


Figura 3.45: Curvas del comportamiento del generador 3 de la figura 3.34, con pérdida del generador 2¹³³.

3.3.2.3.4 COMPORTAMIENTO DE LA CARGA

En la figura 3.46, se muestra el comportamiento de la carga cuando ha salido de servicio la unidad de generación eólica número 2, se puede observar que la frecuencia baja de 60 a 59.994 [Hz], manteniéndose dentro de los límites de operación, el voltaje se mantiene constante en 1 [p.u], las potencias activa y reactiva suben en un valor de 0.001 cada una, pero se vuelven a estabilizar al valor nominal de la demanda, por lo tanto el sistema si se recupera de la pérdida del generador 2, la demanda es abastecida con la generación disponible.

¹³³ Los autores.

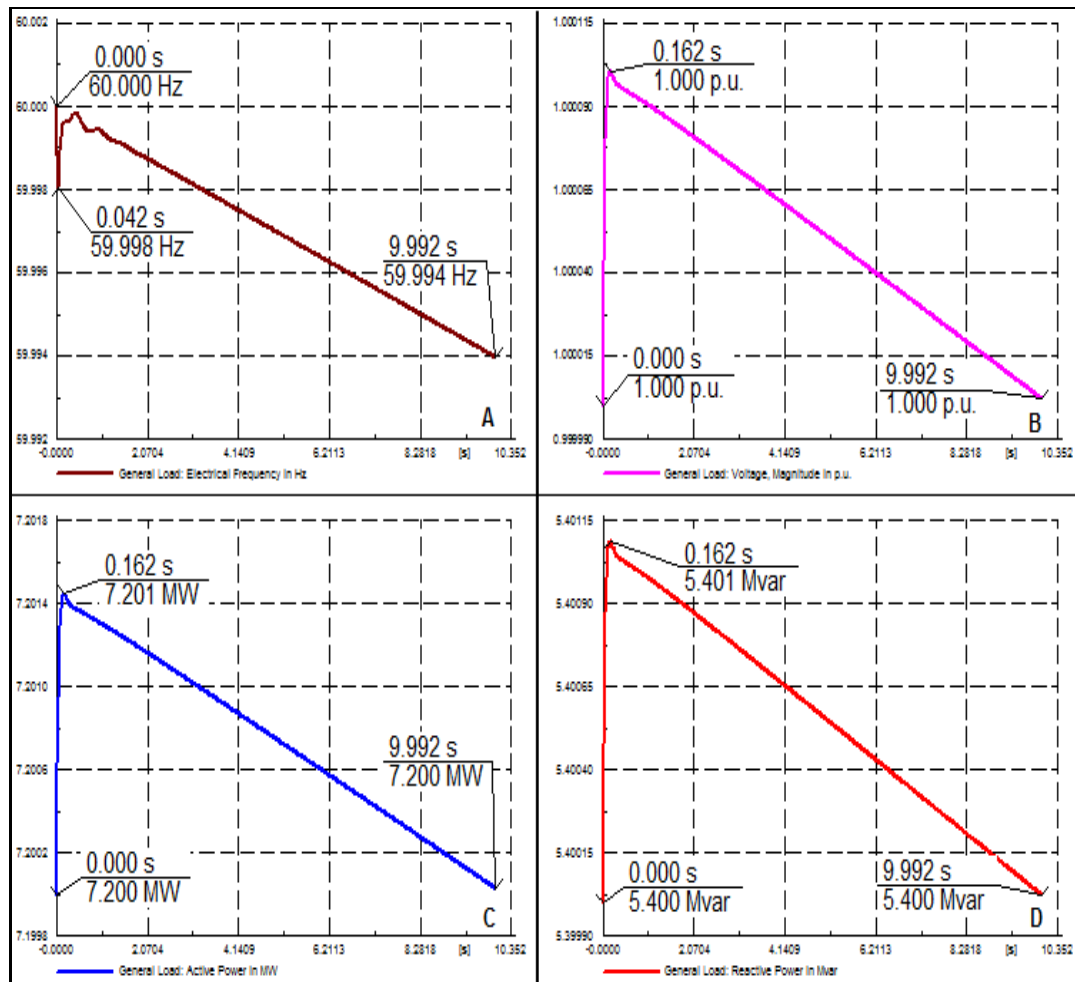


Figura 3.46: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.34, con pérdida del generador 2¹³⁴.

3.3.2.4 CURVAS PV PARA LAS BARRAS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UNA CARGA CON HVDC Y AUMENTO EN LA DEMANDA

A continuación se muestran las gráficas de las curvas PV para el sistema de generación eólica con un sistema HVDC, estas curvas muestran las variaciones de voltaje que se tienen en cada una de las barras que componen el SEP, en este caso solo se muestran las curvas PV para cuando se aumenta la carga al 100%, debido a que al aumentar la carga al 20% los voltajes no sufren ninguna variación, el sistema HVDC protege la

¹³⁴ Los autores.

parte de generación y en el lado de HVDC que se conecta a la carga la potencia reactiva requerida por las barras es suministrada por la red externa.

En la figura 3.47 A, se presentan las curvas PV para las barras AC del sistema mientras que en la figura 3.47 B, las curvas PV pertenecen a las barras del sistema HVDC, como se puede observar en ninguno de los dos casos los voltajes llegan a niveles más abajo del voltaje límite, y se alcanza a transmitir la cantidad de potencia requerida por la carga.

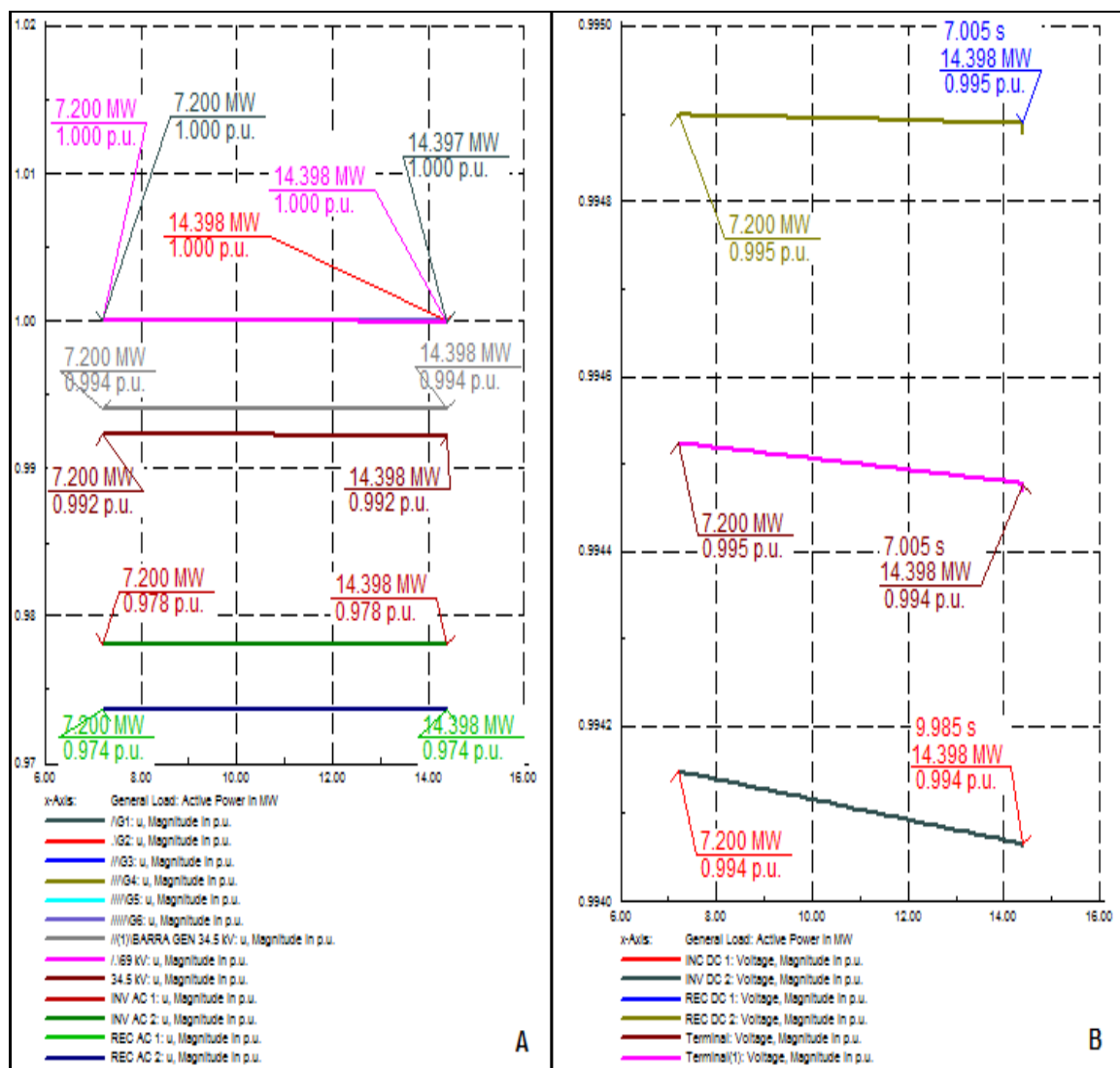


Figura 3.47: Curvas PV de las barras del diagrama de la figura 3.34, con aumento en la demanda del 100%¹³⁵.

¹³⁵ Los autores.

3.3.2.5 CURVAS VQ PARA LAS BARRAS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UNA CARGA CON HVDC Y AUMENTO EN LA DEMANDA

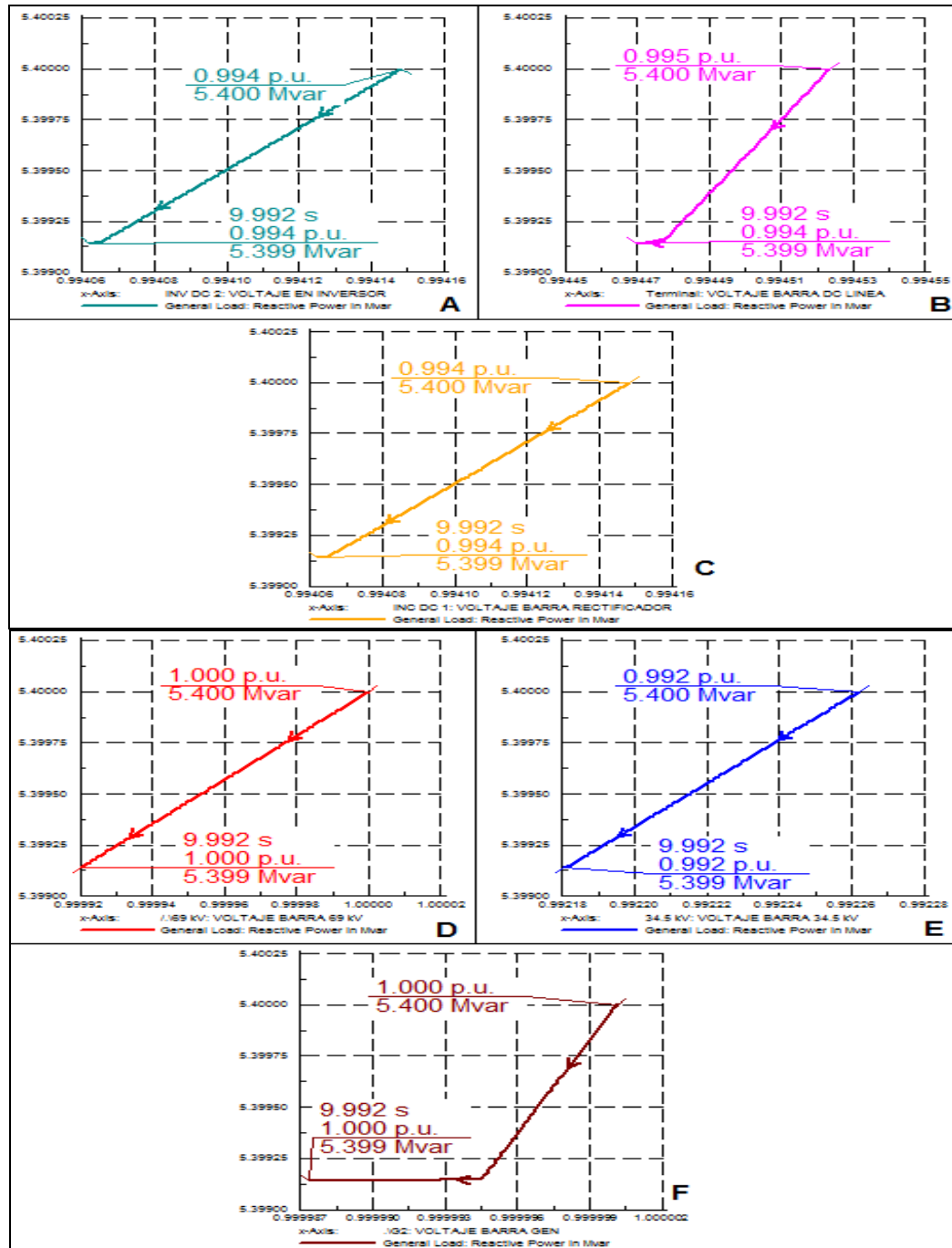


Figura 3.48: Curvas VQ de las barras del diagrama de la figura 3.34, con aumento en la demanda del 100%¹³⁶.

¹³⁶ Los autores.

En la figuras 3.48 A, B, C se presentan las curvas VQ para las barras del sistema HVDC, mientras que las figuras 3.48 D, E, F, muestran las curvas VQ para las barras del sistema AC, como se puede observar en ninguno de los casos el voltaje llega a estar más abajo del límite establecido, esto se debe a que la inyección de reactivos que se requiere para las barras es proporcionada por la red externa que produce potencia para los tiristores que componen el HVDC.

3.4 SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UN SISTEMA ELÉCTRICO CONVENCIONAL

En la figura 3.49, se muestra un sistema de generación eólica conectado a un sistema de generación convencional, en este caso los generadores eólicos son los generadores 1 y 2, mientras que los generadores eléctricos convencionales son los generadores 3 y 4, cada generador aporta una potencia de 1.5 [MW], y la carga a satisfacer es del 80% del total de la generación.

Igual que en los casos anteriores se harán simulaciones ante los eventos mencionados anteriormente, y se verificará el comportamiento de los elementos que componen los SEP para visualizar los cambios que se producen en la frecuencia, voltaje, potencias activa y reactiva y los torques eléctrico y mecánico, con y sin HVDC como interconexión entre los sistemas de generación.

También se presentaran las curvas PV y VQ para verificar los niveles de voltaje y cargabilidad en las barras de los sistemas AC y DC.

3.4.1 SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UN SISTEMA ELÉCTRICO CONVENCIONAL SIN HVDC

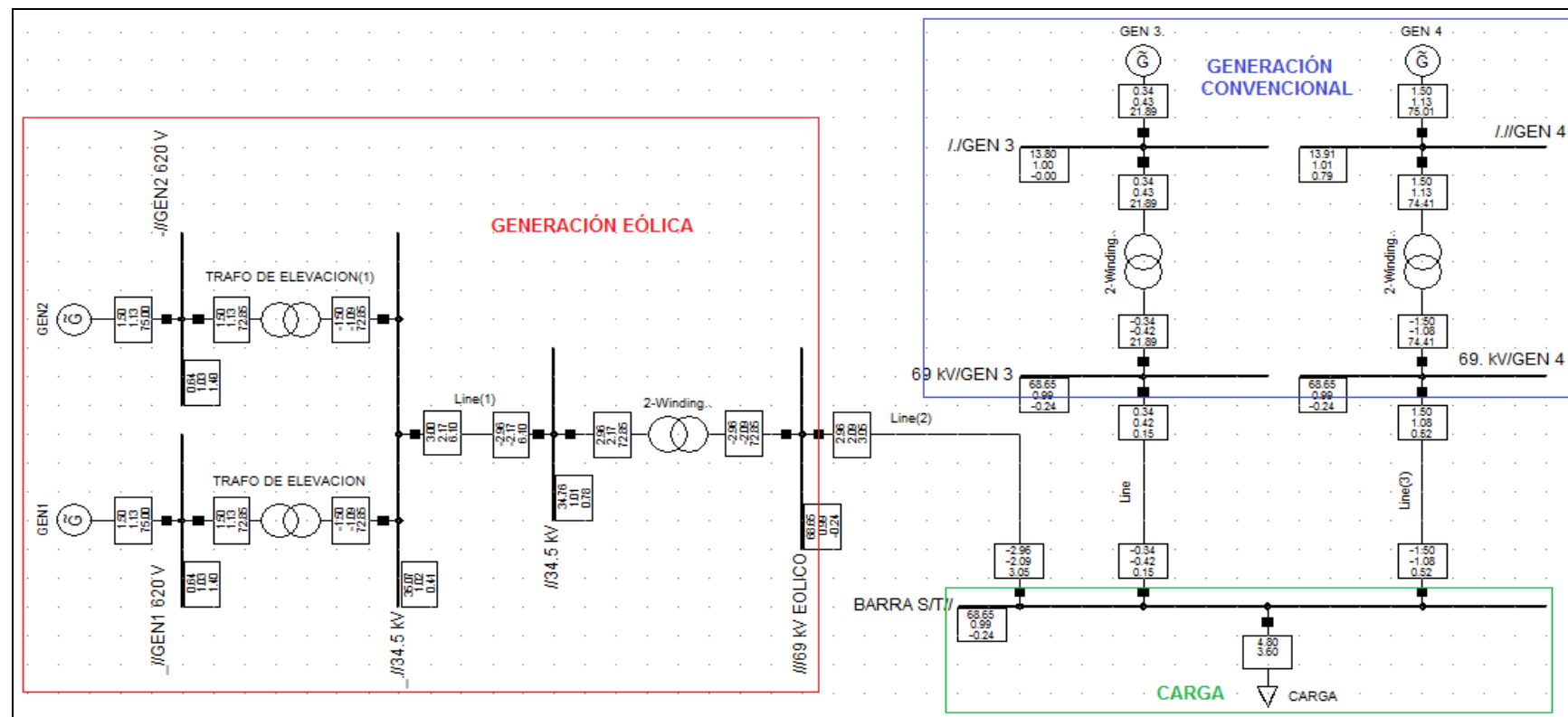


Figura 3.49: Sistema de generación eólica conectado a un sistema convencional sin HVDC¹³⁷.

¹³⁷ Los autores.

3.4.1.1 SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UN SISTEMA CONVENCIONAL SIN HVDC BAJO CONDICIONES NORMALES

El comportamiento de los elementos que componen el SEP de la figura 3.49, cuando éste trabaja bajo condiciones normales de operación se muestra como sigue:

3.4.1.1.1 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 1

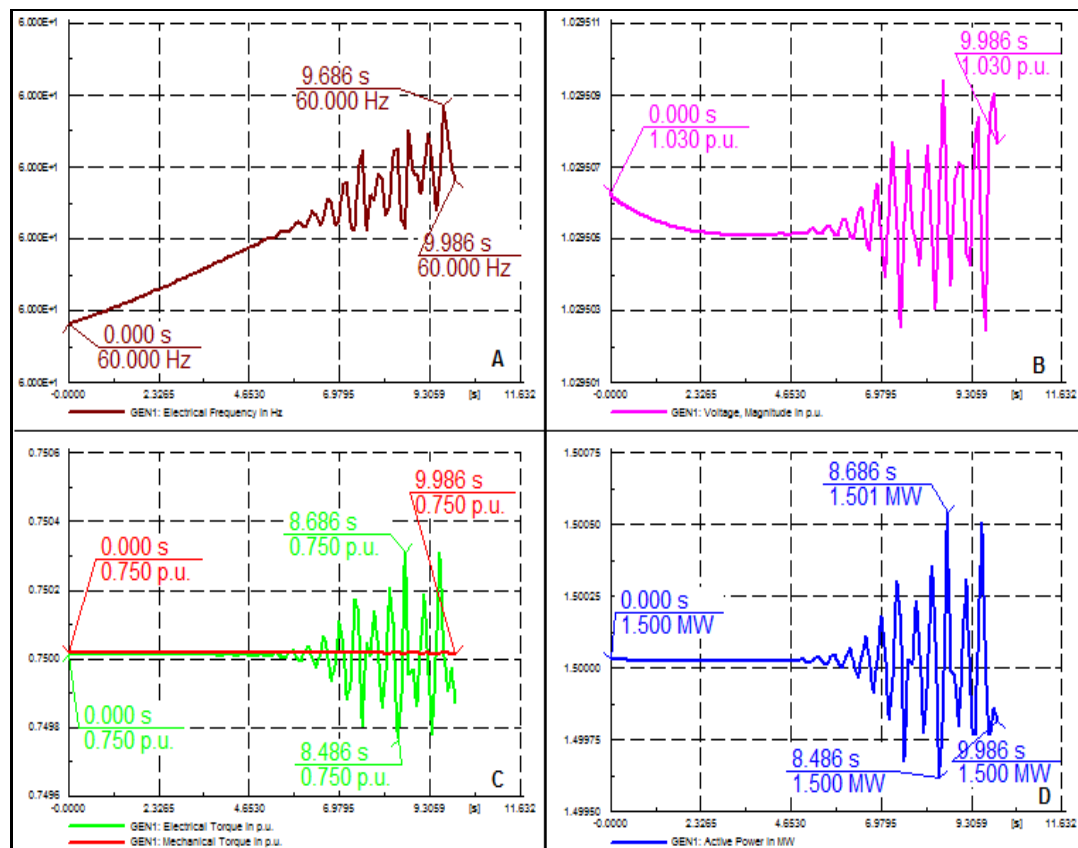


Figura 3.50: Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.49, bajo condiciones normales de operación⁶⁸.

En las figuras 3.50 y 3.51, se muestra el comportamiento de las unidades de generación eólica 1 y 2 respectivamente, las máquinas se encuentran trabajando de forma eficiente, con una frecuencia y voltaje dentro de los límites de operación 60 [Hz] y 1.030 [p.u] respectivamente, los

⁶⁸ Los autores.

torques eléctrico y mecánico son iguales en un valor de 0.750 [p.u.], y la producción de potencia es la efectiva en un valor de 1.5 [MW] cada generador, el sistema se encuentra en condiciones estables de operación.

3.4.1.1.2 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 2

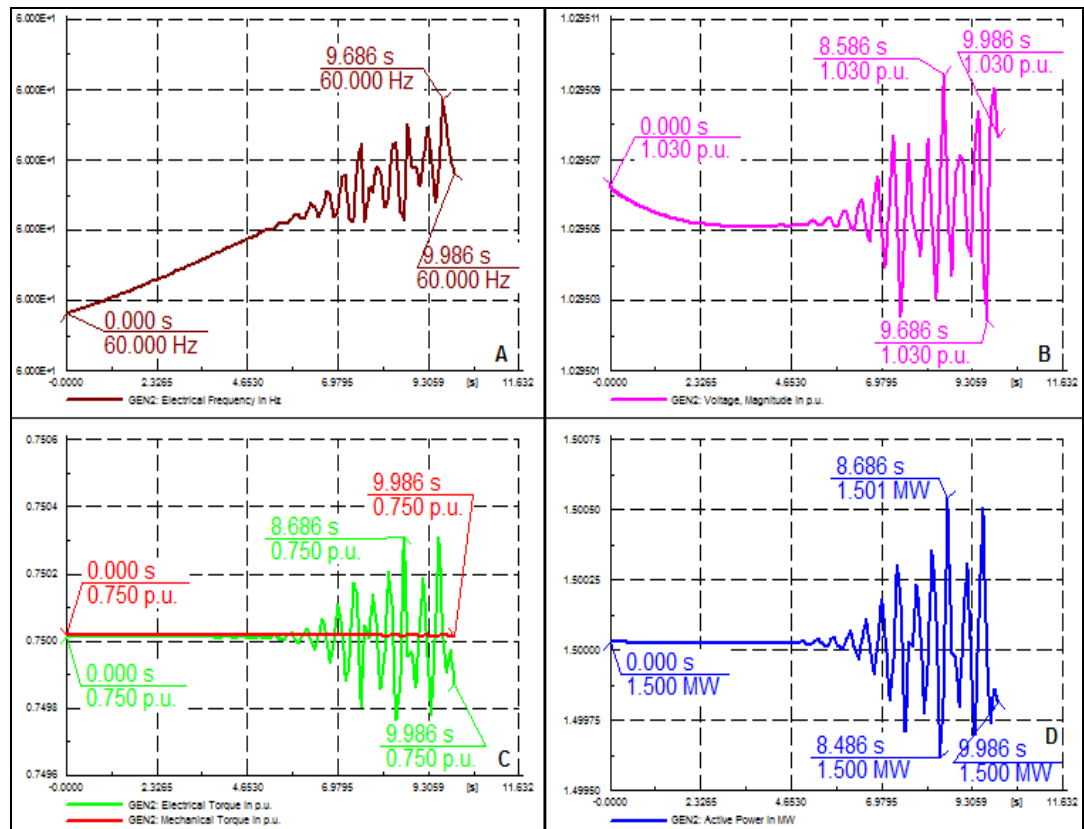


Figura 3.51: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.49, bajo condiciones normales de operación⁶⁹.

3.4.1.1.3 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR CONVENCIONAL 3

En la figura 3.52, se muestra el comportamiento de las variables eléctricas del generador convencional 3, la frecuencia y voltaje se encuentran dentro de los límites de operación 60 [Hz] y 1 [p.u] respectivamente, los torques eléctrico y mecánico son iguales en 0.170 [p.u.], y la potencia de generación está en 0.340 [MW], dejando un porcentaje de generación libre de 1.16 [MW], en caso de que esta sea requerida por el sistema.

⁶⁹ Los autores.

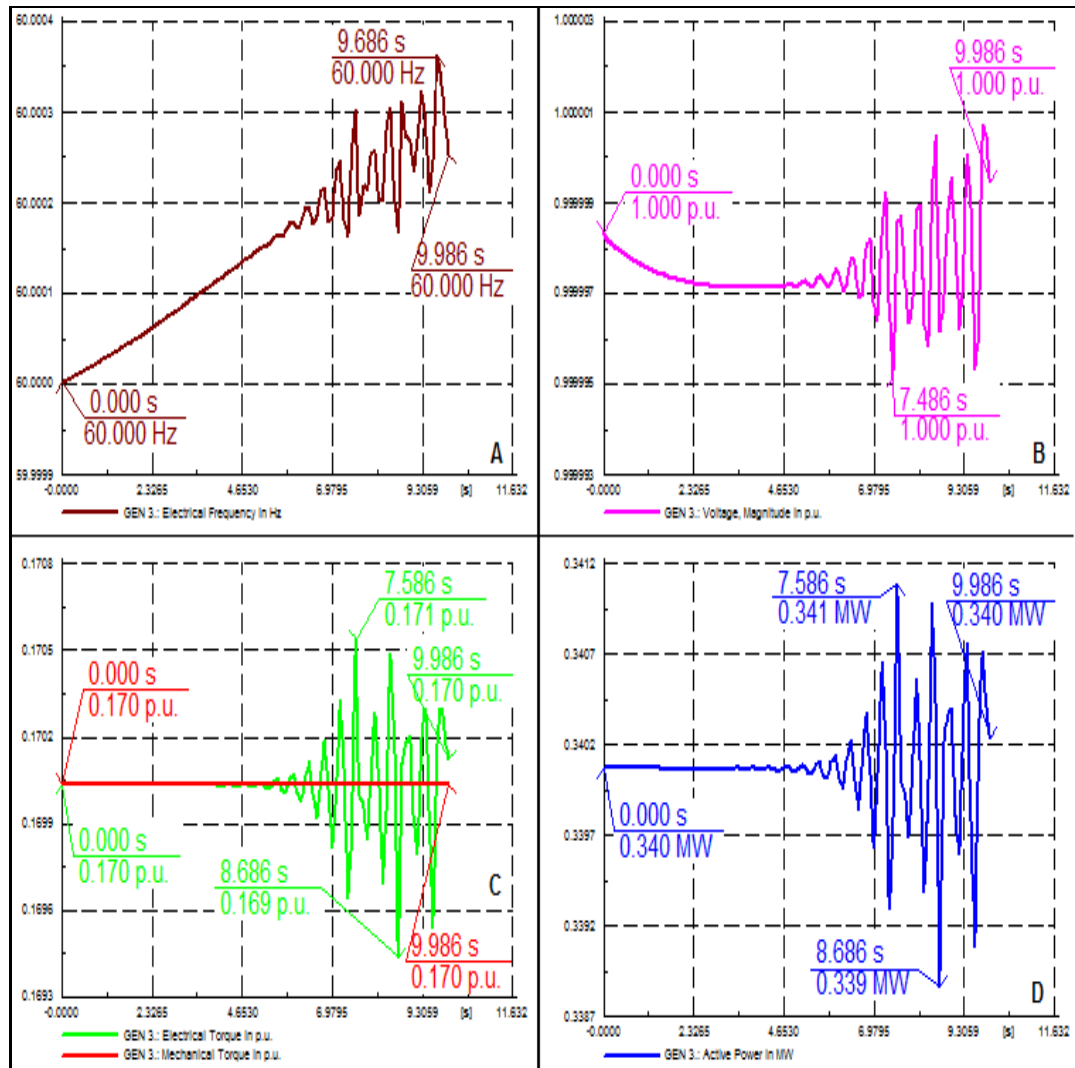


Figura 3.52: Curvas del comportamiento del generador 3 de la figura 3.49, bajo condiciones normales de operación⁷⁰.

3.4.1.1.4 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR CONVENCIONAL 4

En la figura 3.53, se muestra el comportamiento de las variables eléctricas del generador convencional 4, la frecuencia y voltaje se encuentran dentro de los límites de operación 60 [Hz] y 1.008 [p.u] respectivamente, los torques eléctrico y mecánico son equivalentes en 0.750 [p.u] manteniendo la estabilidad y funcionando en condiciones óptimas, y la potencia de generación de aporte por esta unidad de generación es de 1.5 [MW].

⁷⁰ Los autores.

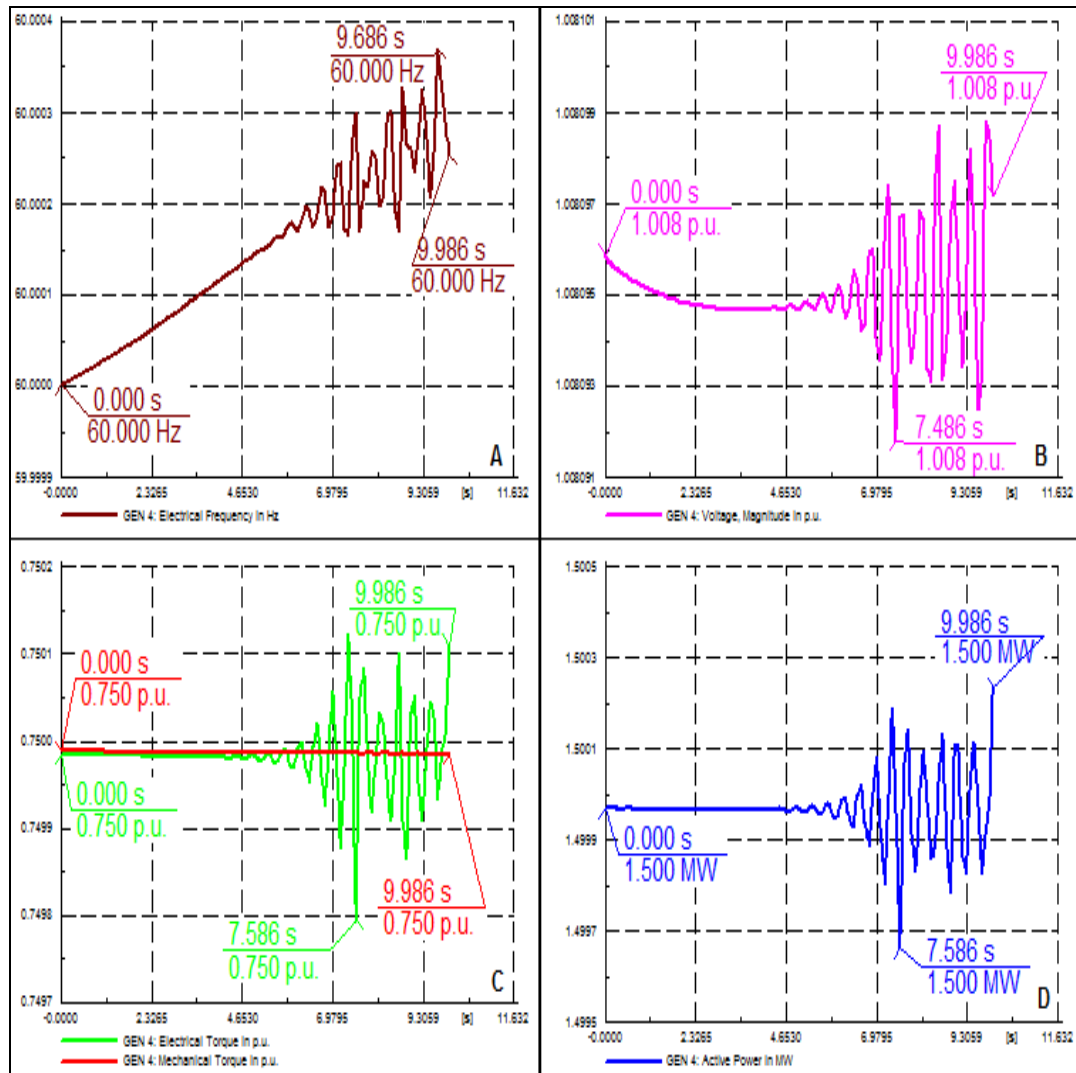


Figura 3.53: Curvas del comportamiento del generador 4 de la figura 3.49, bajo condiciones normales de operación⁷¹.

3.4.1.1.5 COMPORTAMIENTO DE LA CARGA

En la figura 3.54, se muestra el comportamiento de las variables en la demanda, la frecuencia es de 60 [Hz], el voltaje de 0.995 [p.u.], estos valores están dentro de los límites de operación, la potencias activa y reactiva de la carga están en 4.8 [MW] y 3.6 [Mvar], respectivamente, es decir, las unidades de generación que componen el sistema si logran satisfacer la demanda con los parámetros necesarios y manteniendo el sistema en condiciones estables de operación.

⁷¹ Los autores.

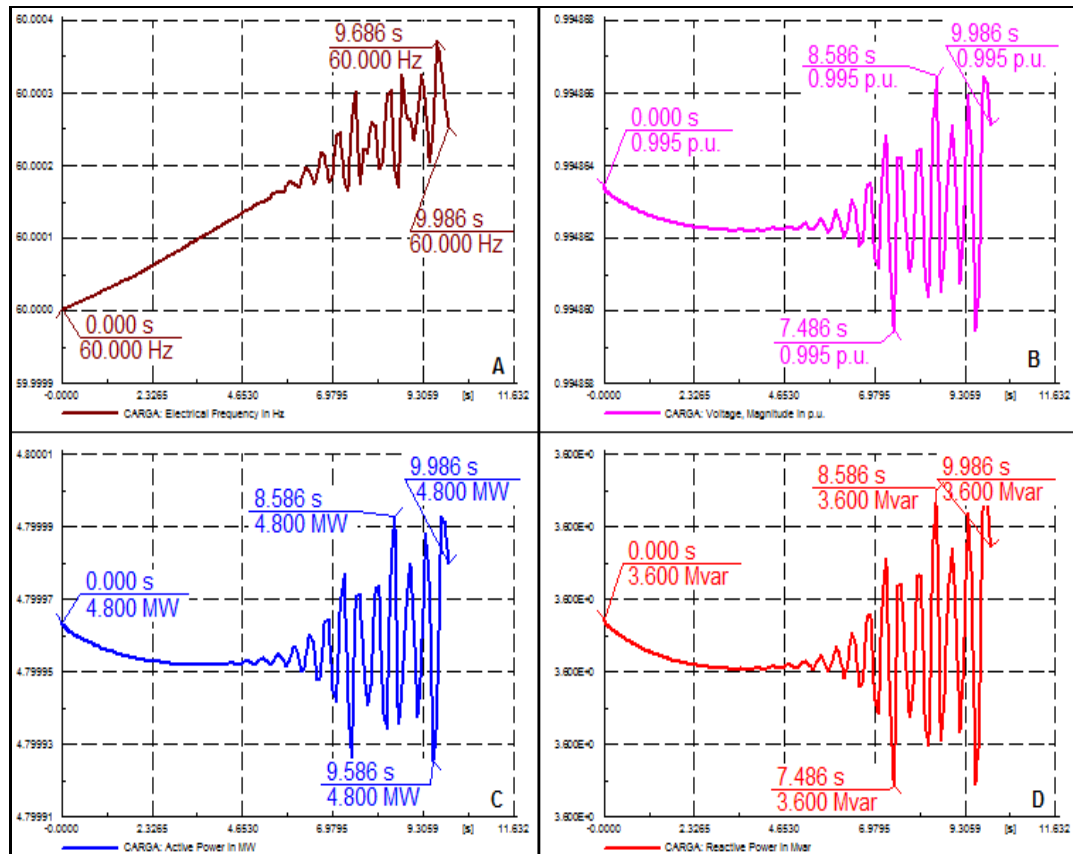


Figura 3.54: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.49, bajo condiciones normales de operación⁷².

3.4.1.2 SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UN SISTEMA CONVENCIONAL SIN HVDC CON AUMENTO EN LA DEMANDA

Las siguientes gráficas muestran el comportamiento de los elementos que componen el SEP, cuando se ha producido un incremento en la demanda del 20%, es decir, de 4.8 [MW] a 5.72 [MW].

3.4.1.2.1 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 1

En la figura 3.55, se observa el comportamiento del generador eólico 1 cuando se produce un incremento en la demanda del 20%, la frecuencia permanece constante en 60 [Hz], el voltaje baja de 1.029 a 1.027 [p.u.], quedando dentro del rango de operación, los torques eléctrico y mecánico

⁷² Los autores.

difieren en un valor de 0.113 [p.u], mientras que la potencia sube de 1.5 a 1.725 [MW], para poder satisfacer la demanda, pero como es generador eólico no se puede incrementar la potencia de generación debido a que no se puede suministrar más energía primaria (viento).

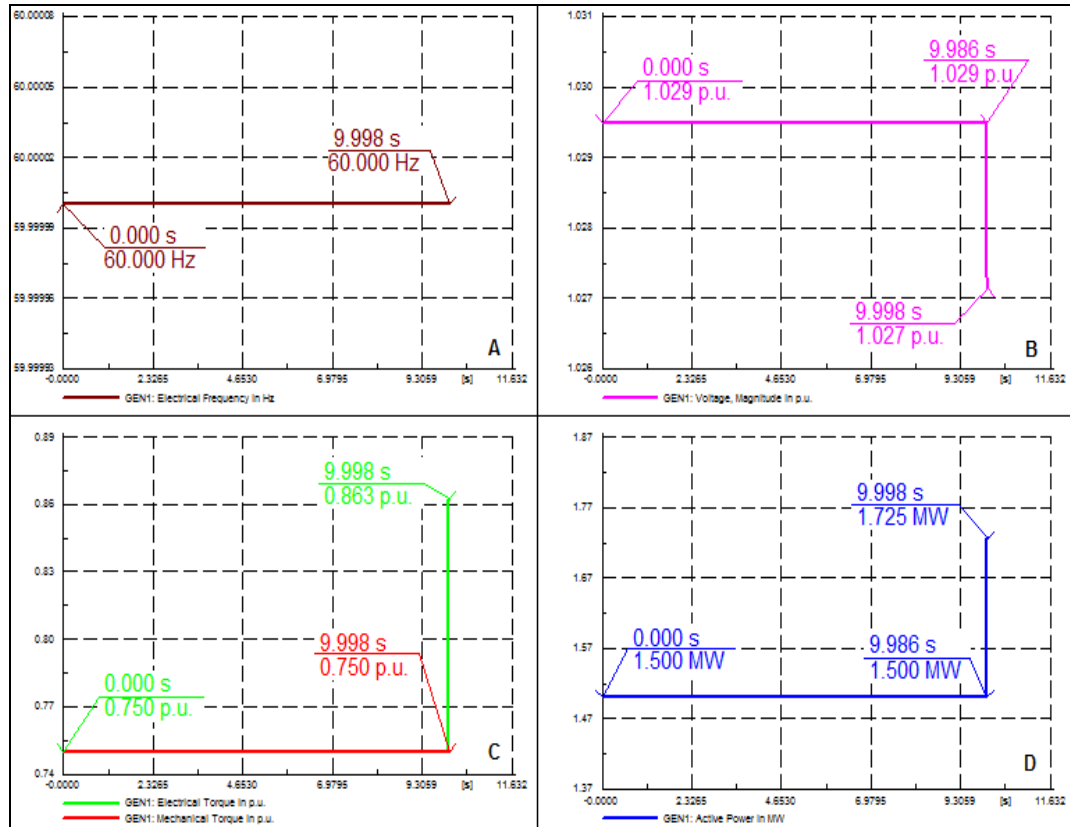


Figura 3.55: Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.49, con aumento en la demanda⁷³.

3.4.1.2.2 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 2

En la figura 3.56, se observa el comportamiento del generador eólico 2 cuando se produce un incremento en la demanda del 20%, la frecuencia permanece constante en 60 [Hz], el voltaje baja de 1.029 a 1.027 [p.u], quedando entre los límites de operación establecidos, los torques eléctrico y mecánico difieren en un valor de 0.112 [p.u], mientras que la potencia sube de 1.5 a 1.724 [MW], para poder satisfacer la demanda, pero como es generador eólico no se puede incrementar la potencia de generación.

⁷³ Los autores.

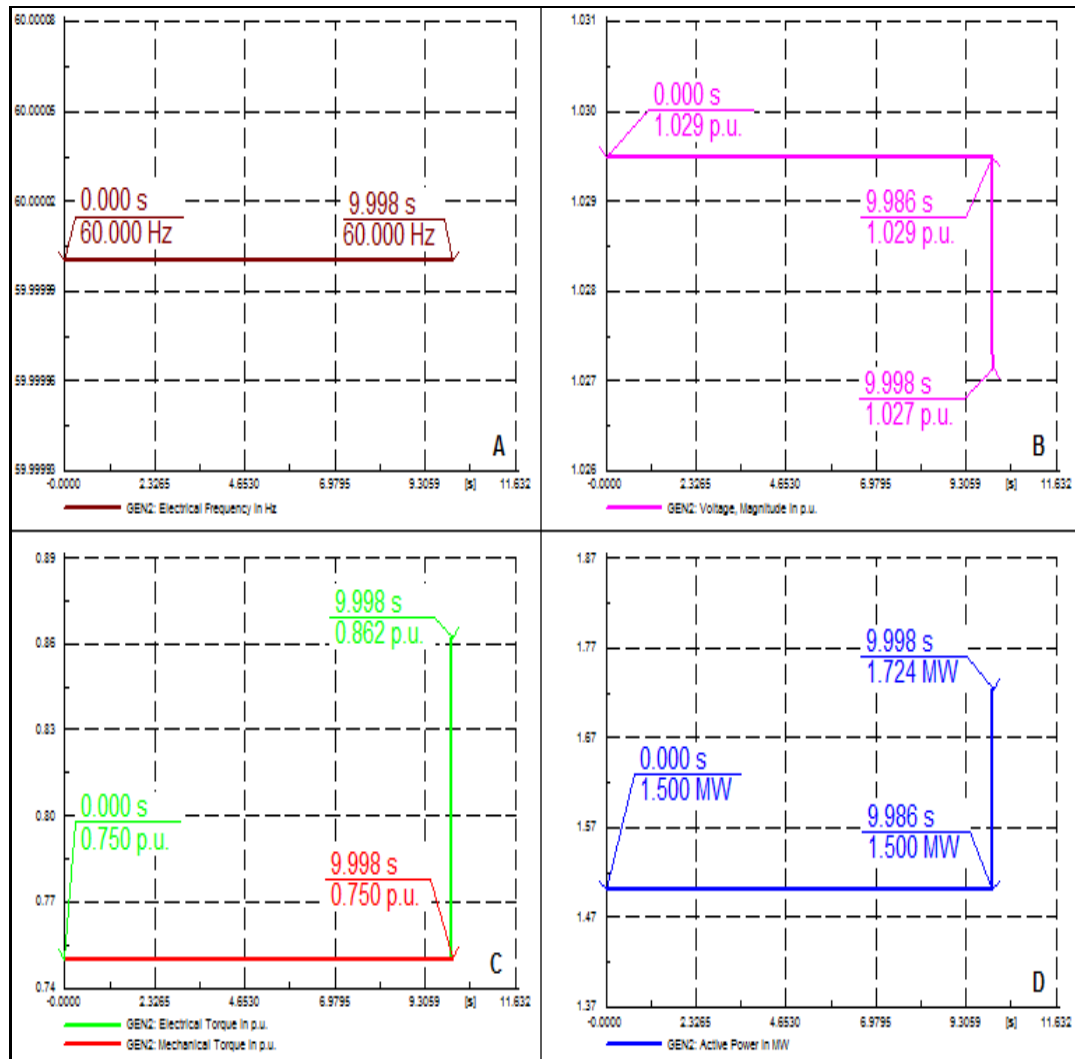


Figura 3.56: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.49, con aumento en la demanda⁷⁴.

3.4.1.2.3 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR CONVENCIONAL 3

En la figura 3.57, se observa el comportamiento del generador convencional 3 cuando se produce un incremento en la demanda del 20%, la frecuencia permanece constante en 60 [Hz], el voltaje baja de 1 a 0.997 [p.u.], este valor está dentro del límite, los torques eléctrico y mecánico difieren en un valor de 0.117 [p.u.], mientras que la potencia sube de 0.340 a 0.575 [MW], para poder satisfacer la demanda, este es un generador convencional y de referencia por lo que no se puede saturar a un 100% su generación, para que pueda seguir operando en el SEP.

⁷⁴ Los autores.

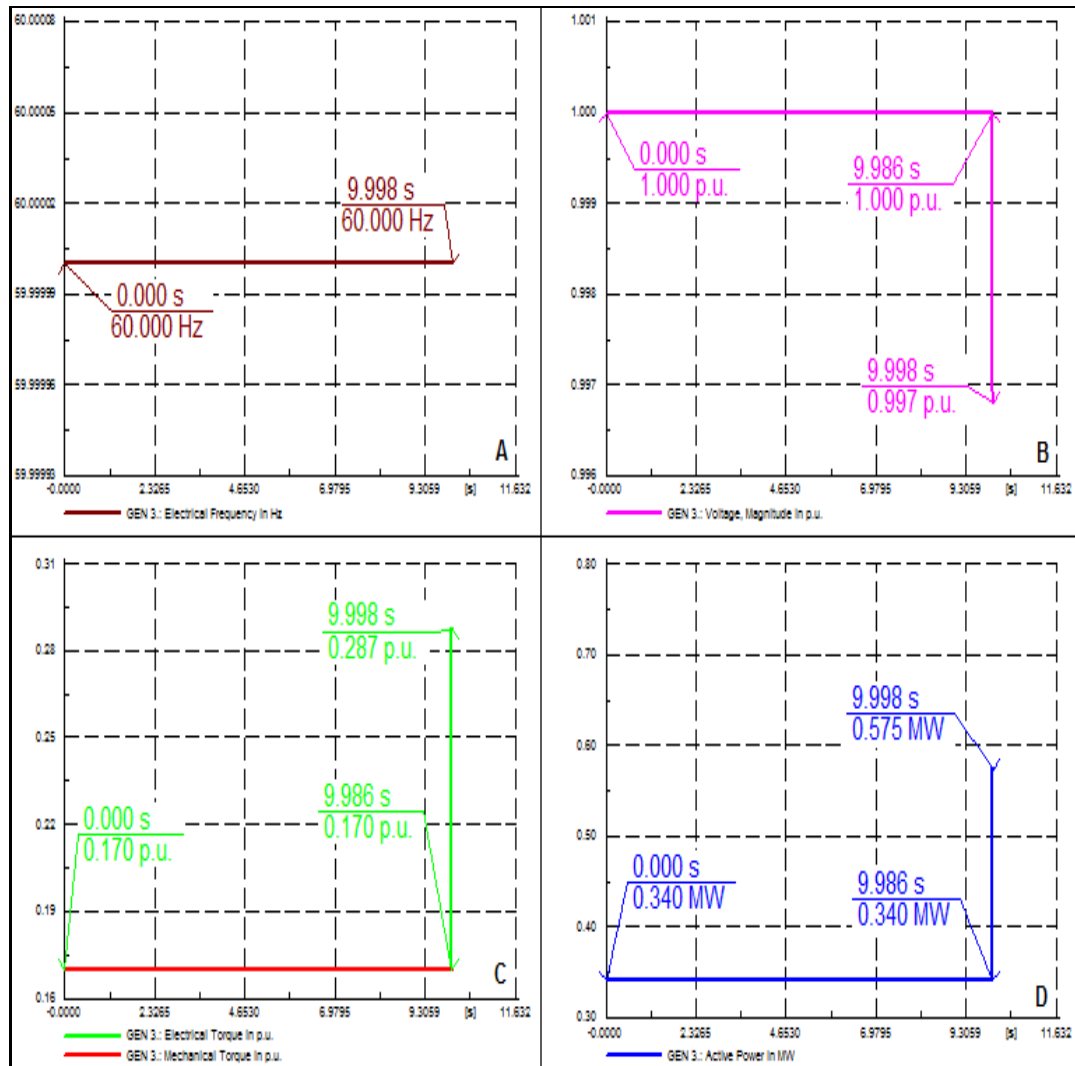


Figura 3.57: Curvas del comportamiento del generador 3 de la figura 3.49, con aumento en la demanda⁷⁵.

3.4.1.2.4 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR CONVENCIONAL 4

En la figura 3.58, se muestra el comportamiento del generador convencional 4 cuando se produce un incremento en la demanda del 20%, la frecuencia permanece constante en 60 [Hz], el voltaje baja de 1.008 a 1.005 [p.u], los torques eléctrico y mecánico difieren en un valor de 0.121 [p.u], mientras que la potencia sube de 1.5 a 1.744 [MW], para poder satisfacer la demanda, este es un generador convencional y si puede subir su potencia para satisfacer la demanda, para que pueda seguir operando el SEP.

⁷⁵ Los autores.

En general debido al sistema convencional el sistema si puede seguir operando, pero los generadores eólicos, no tienen la capacidad de respuesta ante un aumento en la demanda.

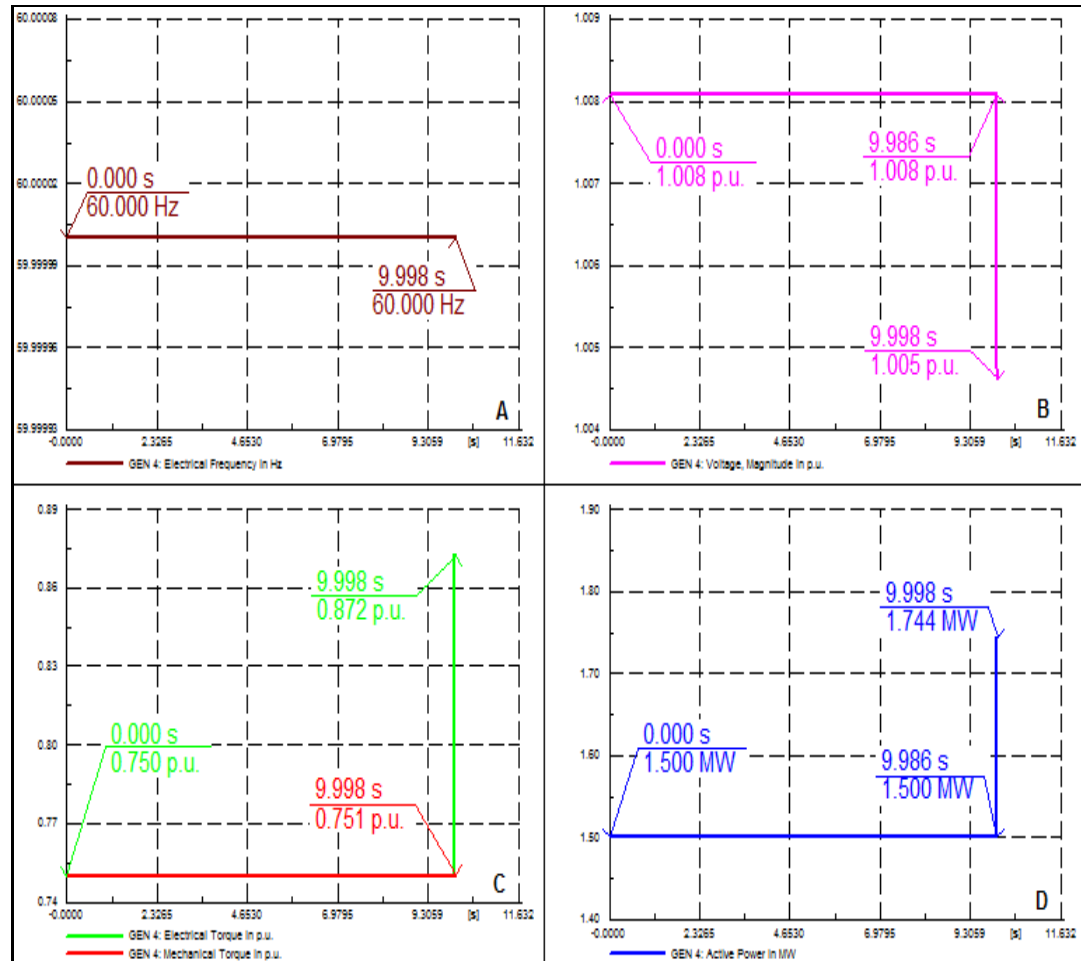


Figura 3.58: Curvas del comportamiento del generador 4 de la figura 3.49, con aumento en la demanda⁷⁶.

3.4.1.2.5 COMPORTAMIENTO DE LA CARGA

En la figura 3.59, se muestra el comportamiento de la carga cuando se produce un incremento en la demanda del 20%, la frecuencia permanece constante en 60 [Hz], el voltaje baja de 0.995 a 0.991 [p.u.], la potencia de demanda sube de 4.8 a 5.72 [MW], y la potencia reactiva baja de 3.6 a 3.575 [Mvar], la demanda si se puede satisfacer, con las unidades de generación convencional, por lo que el sistema continua operando.

⁷⁶ Los autores.

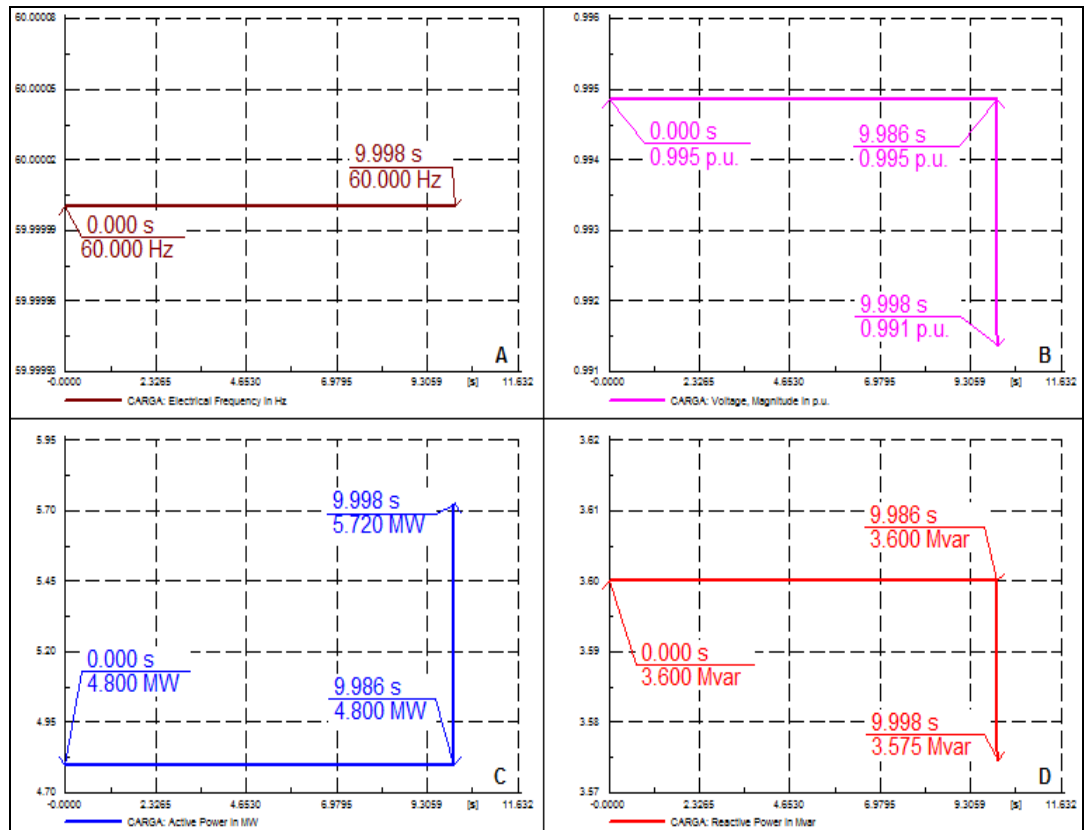


Figura 3.59: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.49, con aumento en la demanda⁷⁷.

3.4.1.3 SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UN SISTEMA CONVENCIONAL SIN HVDC CON PÉRDIDA DE LA UNIDAD DE GENERACIÓN EÓLICA NÚMERO 2

A continuación se muestran las gráficas del comportamiento de los elementos que componen el SEP cuando sale de servicio la unidad de generación eólica número 2.

3.4.1.3.1 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 1

En la figura 3.60, se muestra el comportamiento del generador eólico 1, cuando se ha producido la salida de servicio del generador eólico 2, como se puede observar la frecuencia baja hasta 58.861 [Hz], quedando fuera del límite de operación, el voltaje de igual manera baja hasta 0.829 [p.u.], que es un valor fuera del rango de operación, los torques eléctrico y mecánico

⁷⁷ Los autores.

difieren en un valor de 0.034 [p.u] ocasionando inestabilidad en el sistema, la potencia de aporte para satisfacer la demanda oscila y se estabiliza en 1.433 [MW].

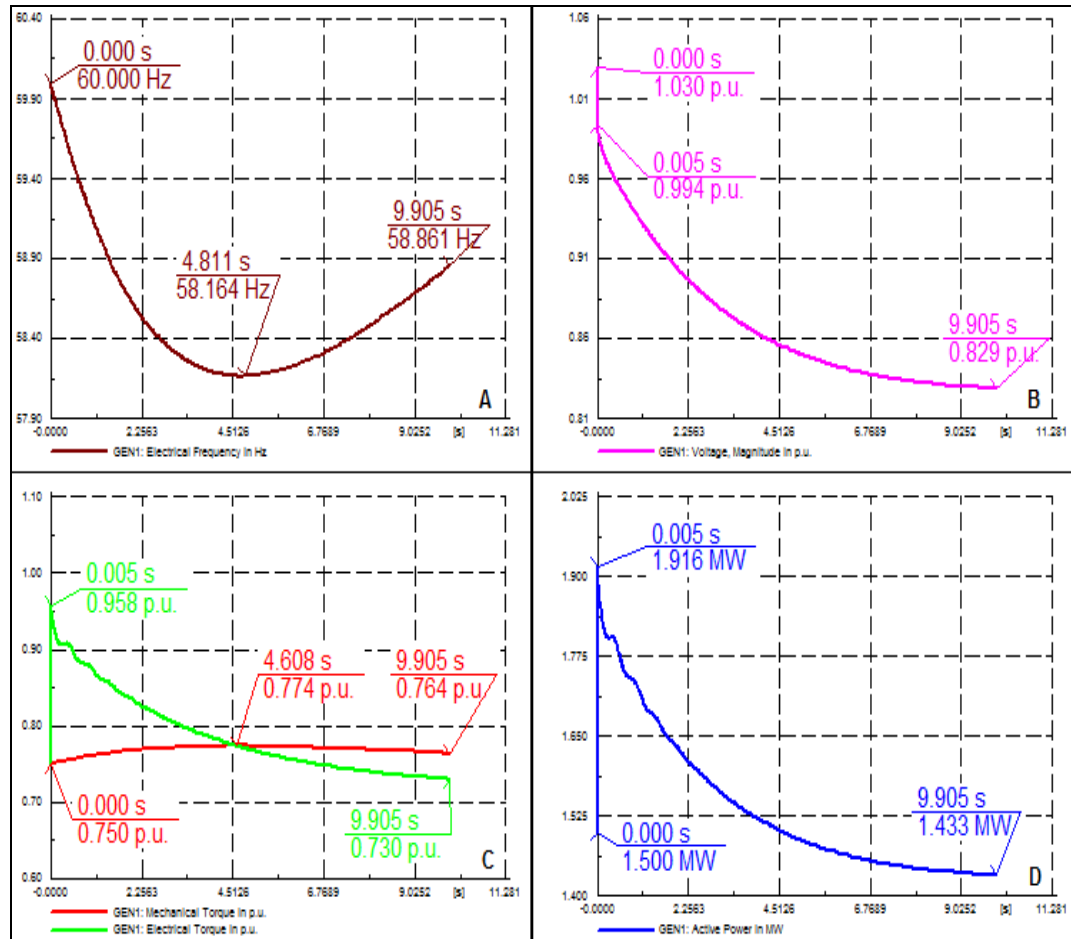


Figura 3.60. Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.49, con pérdida de la unidad de generación eólica número 2⁷⁸.

3.4.1.3.2 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 2

En la figura 3.61, se observa el comportamiento de la unidad de generación eólica 2, la frecuencia oscila, debido a que el generador sale de servicio, el voltaje se eleva a un valor extremadamente alto, 3.097 [p.u], quedando fuera de los límites operativos del SEP, los torques eléctrico y mecánico, difieren en 0.476 [p.u], ya que no existe torque eléctrico, la potencia de generación es 0 [MW].

⁷⁸ Los autores.

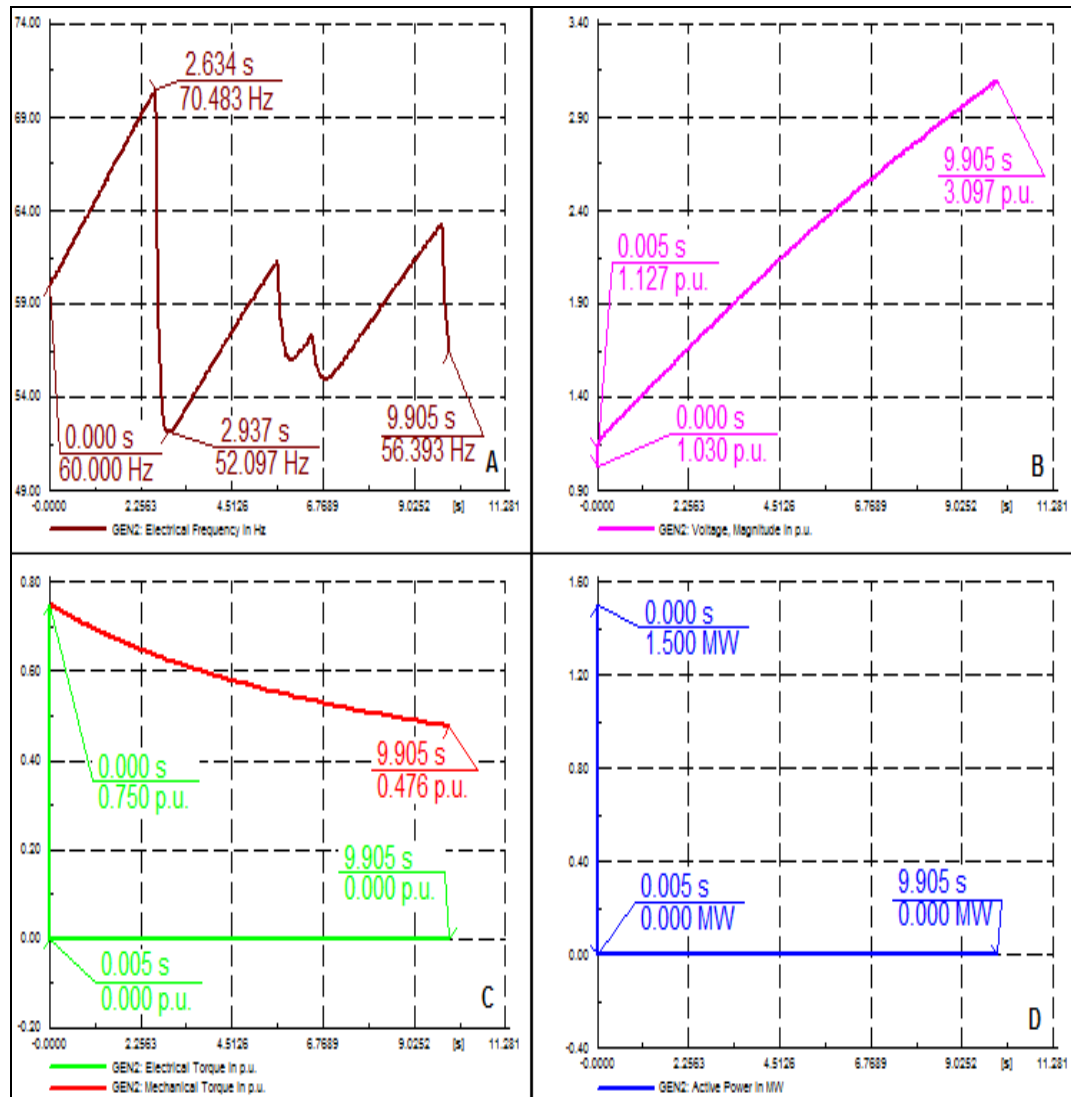


Figura 3.61: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.49, con pérdida de la unidad de generación eólica número 2⁷⁹.

3.4.1.3.3 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR CONVENCIONAL 3

En la figura 3.62, se observa el comportamiento de la unidad de generación convencional 3, la frecuencia baja de 60 a 58.164 [Hz], y se estabiliza en 58.861 [Hz], el valor está dentro de los límites de operación, el voltaje baja de 1 a 0.811 [p.u], quedando fuera de los límites operativos del SEP, los torques eléctrico y mecánico, difieren en 0.034 [p.u], la potencia sube de 0.34 a 0.726 y se estabiliza en 0.273 [MW], con estos valores el generador no trabaja dentro de los límites de operación.

⁷⁹ Los autores.

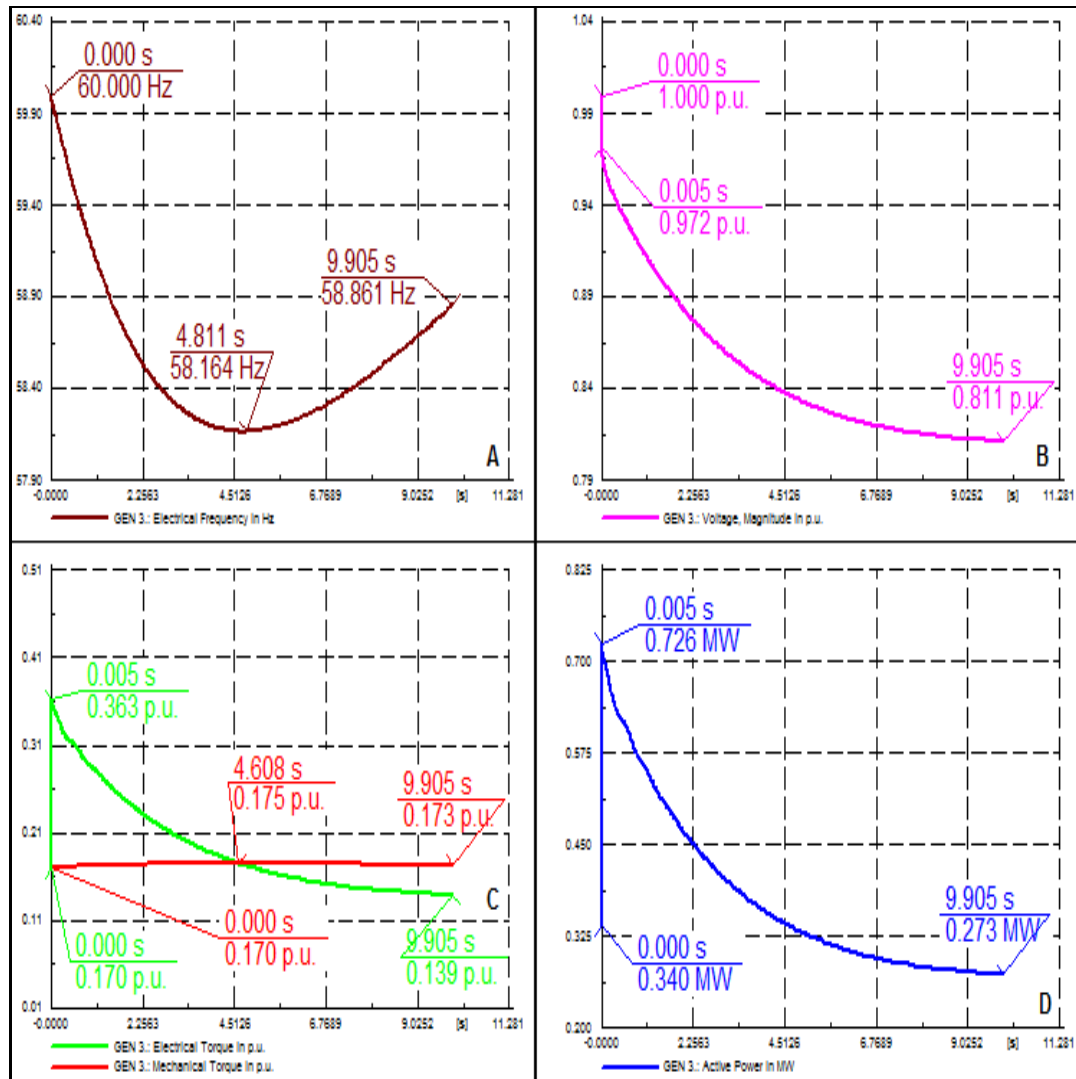


Figura 3.62: Curvas del comportamiento del generador 3 de la figura 3.49, con pérdida de la unidad de generación eólica número 2⁸⁰.

3.4.1.3.4 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR CONVENCIONAL 4

En la figura 3.63, se observa el comportamiento de la unidad de generación convencional 4, la frecuencia baja de 60 a 58.163 [Hz], y se estabiliza en 58.861 [Hz], el valor está dentro de los límites de operación, el voltaje baja de 1.008 a 0.817 [p.u.], quedando fuera de los límites operativos del SEP, los torques eléctrico y mecánico, difieren en 0.034 [p.u.], la potencia sube de 1.5 a 1.871 y se estabiliza en 1.433 [MW], con estos valores el generador no trabaja dentro de los límites de operación.

⁸⁰ Los autores.

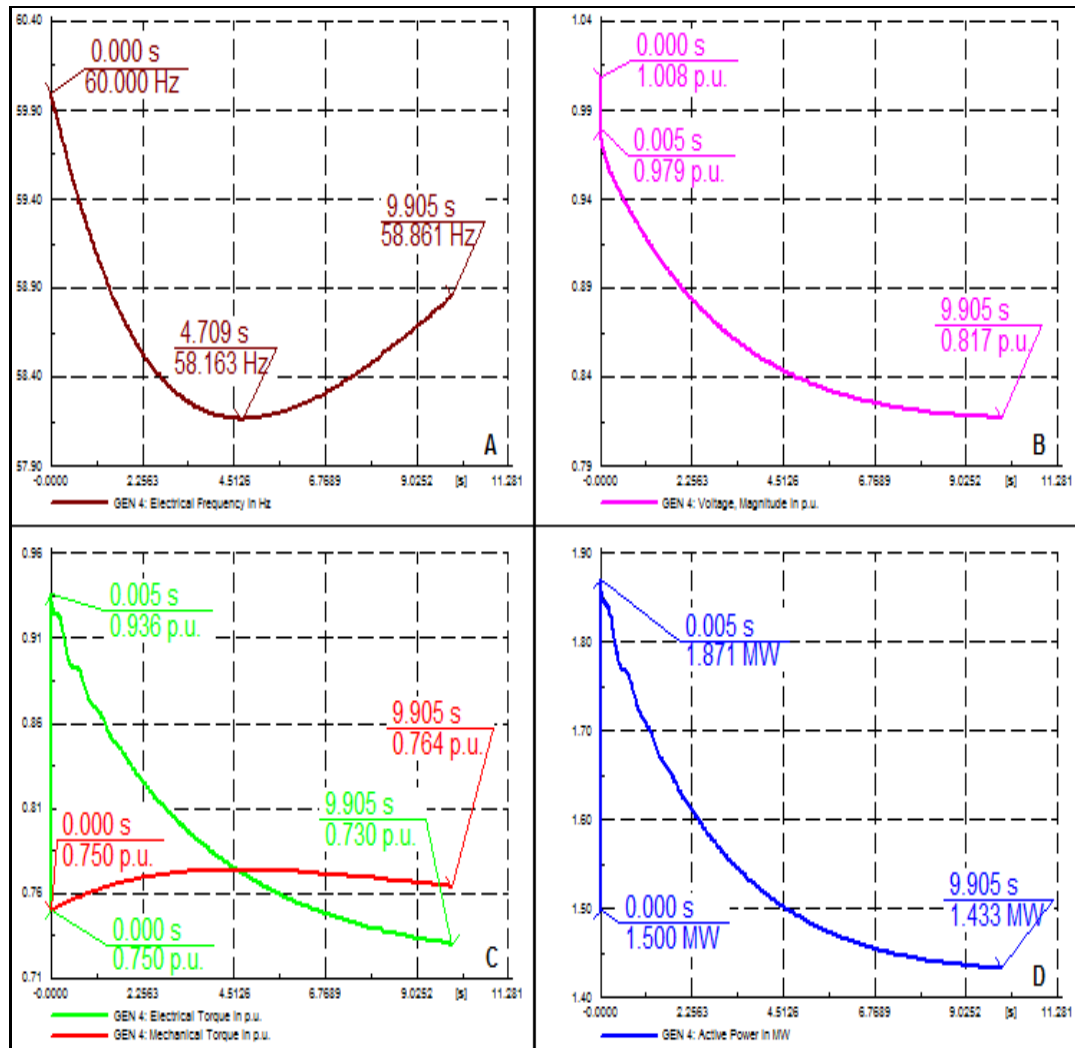


Figura 3.63: Curvas del comportamiento del generador 4 de la figura 3.49, con pérdida de la unidad de generación eólica número 2⁸¹.

3.4.1.3.5 COMPORTAMIENTO DE LA CARGA

En la figura 3.64, se observa el comportamiento de la carga, la frecuencia baja de 60 a 58.164 [Hz], se recupera hasta estabilizarse en 58.861 [Hz], el valor está dentro de los límites de operación, el voltaje baja de 0.995 a 0.803 [p.u.], quedando fuera de los límites operativos, la potencia activa baja de 4.8 a 3.127 [MW], indicando que no existe un balance entre generación y la demanda, la generación existente no es suficiente para satisfacer la demanda.

⁸¹ Los autores.

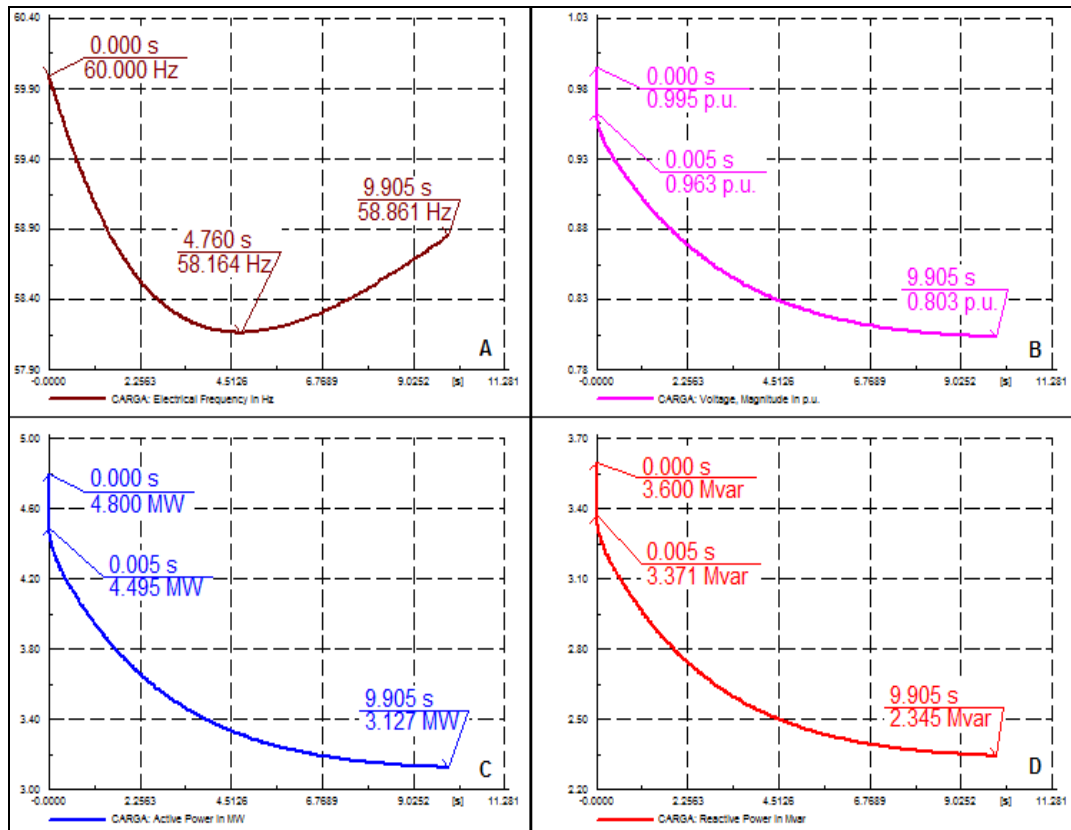


Figura 3.64: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.49, con pérdida de la unidad de generación eólica número 2⁸².

3.4.1.4 SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UN SISTEMA CONVENCIONAL SIN HVDC CON PÉRDIDA DE LA UNIDAD DE GENERACIÓN CONVENCIONAL NÚMERO 4

A continuación se muestran las gráficas del comportamiento de los elementos que componen el SEP cuando sale de servicio la unidad de generación convencional número 4.

3.4.1.4.1 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 1

En la figura 3.65, se observa el comportamiento de la unidad de generación eólica 1 y 2 respectivamente, la frecuencia baja de 60 a 59.163 [Hz], el valor está dentro de los límites de operación, el voltaje baja de 1.03 a 0.942 [p.u.], quedando fuera de los límites operativos del SEP, los torques eléctrico y mecánico, difieren en 0.107 [p.u.], la potencia sube de 1.5 a 1.872

⁸² Los autores.

y se estabiliza en 1.712 [MW], con estos valores los generadores no trabajan dentro de los límites de operación.

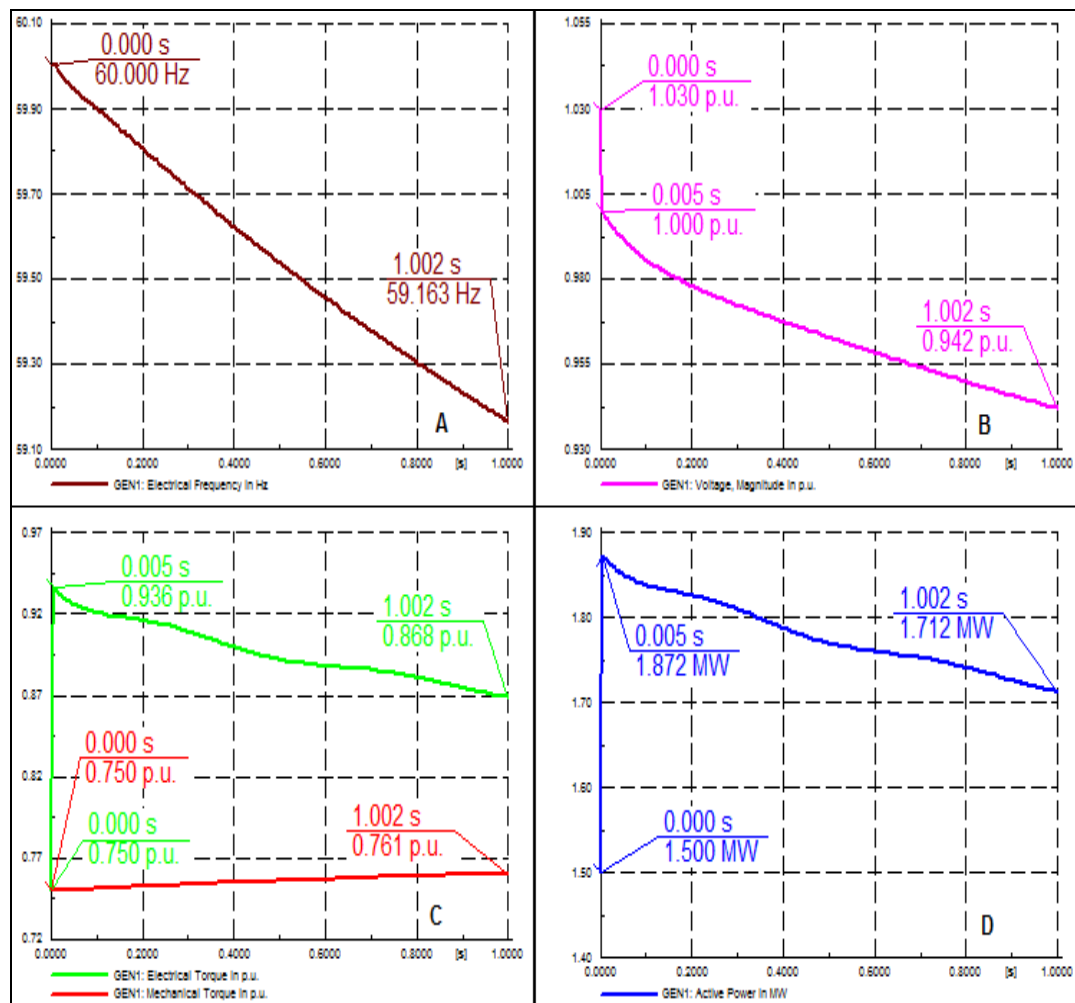


Figura 3.65: Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.49, con pérdida de la unidad de generación convencional número 4⁸³.

En la figura 3.66, se observa el comportamiento de la unidad de generación eólica 1 y 2 respectivamente, la frecuencia baja de 60 a 59.163 [Hz], el valor está dentro de los límites de operación, el voltaje baja de 1.03 a 0.942 [p.u.], quedando fuera de los límites operativos del SEP, los torques eléctrico y mecánico, difieren en 0.107 [p.u.], la potencia sube de 1.5 a 1.872 y se estabiliza en 1.712 [MW], con estos valores los generadores no trabajan dentro de los límites de operación.

⁸³ Los autores.

3.4.1.4.2 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 2

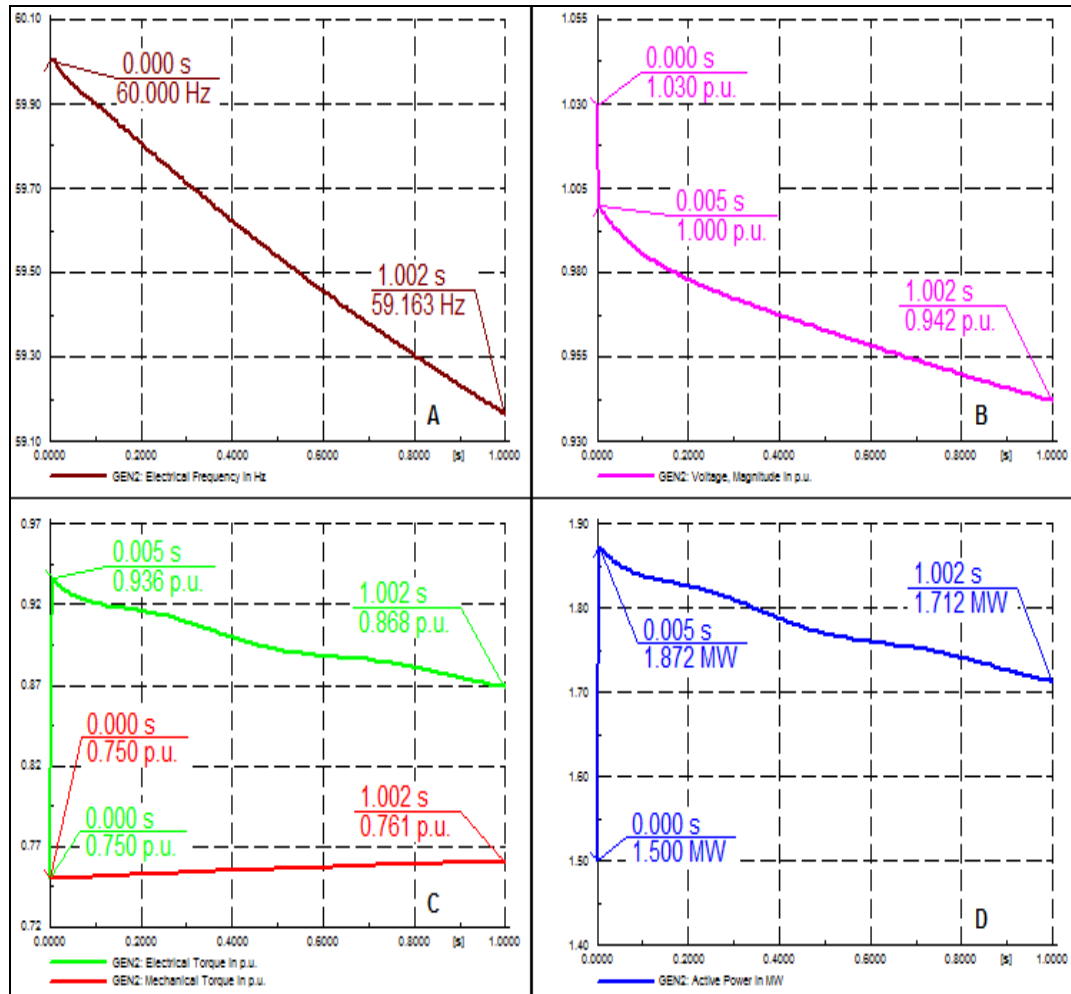


Figura 3.66: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.49, con pérdida de la unidad de generación convencional número 4⁸⁴.

3.4.1.4.3 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR CONVENCIONAL 3

En la figura 3.67, se observa el comportamiento de la unidad de generación convencional 3, la frecuencia baja de 60 a 59.163 [Hz], el valor está dentro de los límites de operación, pero el voltaje baja de 1 a 0.909 [p.u.], quedando fuera de los límites operativos, los torques eléctrico y mecánico, difieren en 0.112 [p.u.], la potencia sube de 0.340 a 0.749 y se estabiliza en 0.561 [MW], el generador no trabaja en condiciones óptimas de operación.

⁸⁴ Los autores.

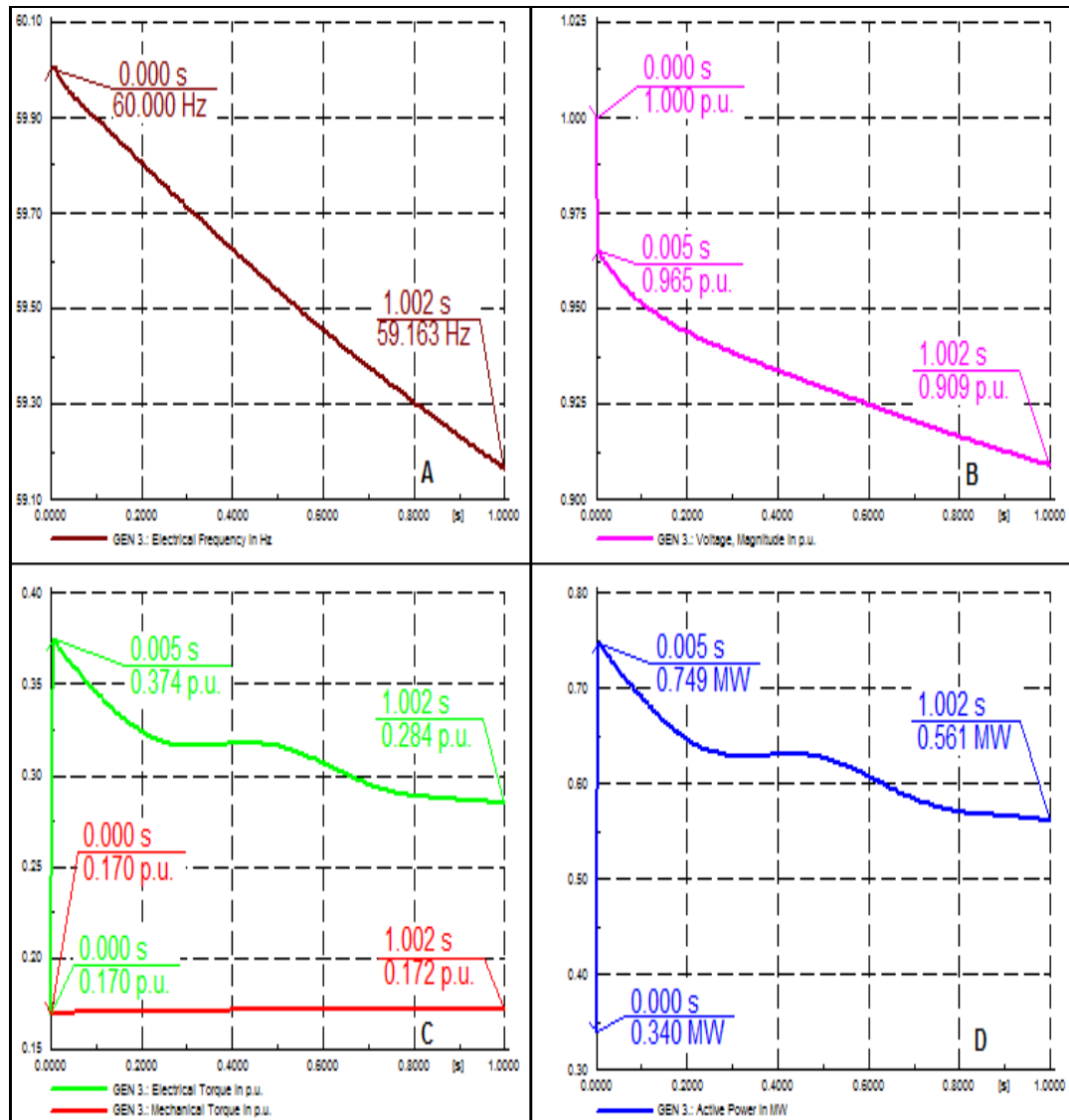


Figura 3.67: Curvas del comportamiento del generador 3 de la figura 3.49, con pérdida de la unidad de generación convencional número 4⁸⁵.

3.4.1.4.4 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR CONVENCIONAL 4

En la figura 3.68, se observa el comportamiento de la unidad de generación convencional 4, la frecuencia y el voltaje se elevan a 64.254 [Hz] y 1.372 [p.u.] respectivamente, quedando fuera de los límites operativos del SEP, los torques eléctrico y mecánico, difieren en 0.699 [p.u.] debido a que no existe torque eléctrico, la potencia de generación es 0 [MW], por lo tanto el generador está fuera de servicio.

⁸⁵ Los autores.

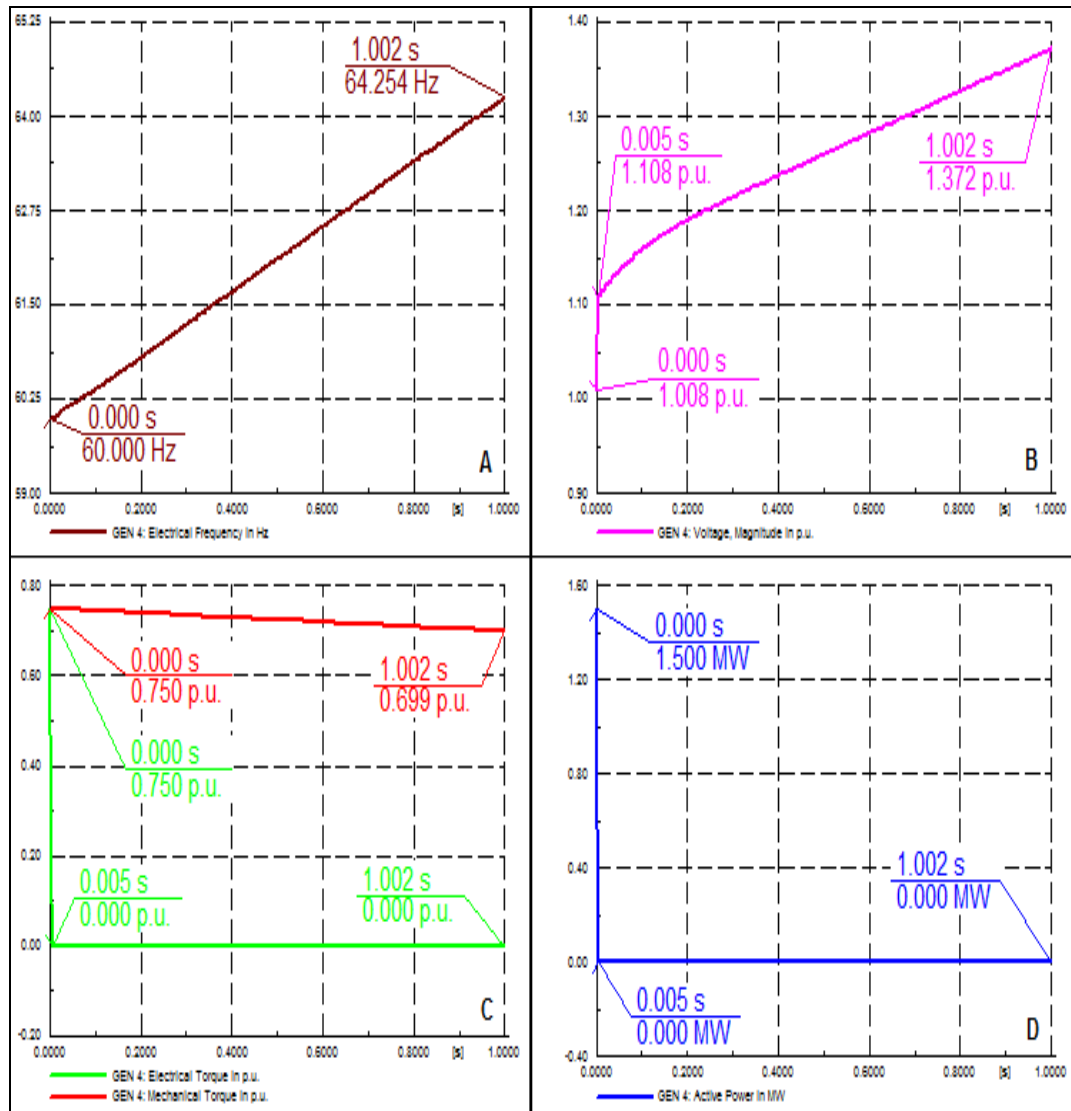


Figura 3.68: Curvas del comportamiento del generador 4 de la figura 3.49, con pérdida de la unidad de generación convencional número 4⁸⁶.

3.4.1.4.5 COMPORTAMIENTO DE LA CARGA

En la figura 3.69, se observa el comportamiento de la carga, la frecuencia baja de 60 a 59.163 [Hz], el valor está dentro de los límites de operación, el voltaje baja de 0.995 a 0.9 [p.u], está fuera de los límites operativos, la potencia activa baja de 4.8 a 3.924 [MW], lo que indica que no existe un balance entre generación y la demanda, la generación existente no es suficiente para satisfacer la demanda.

⁸⁶ Los autores.

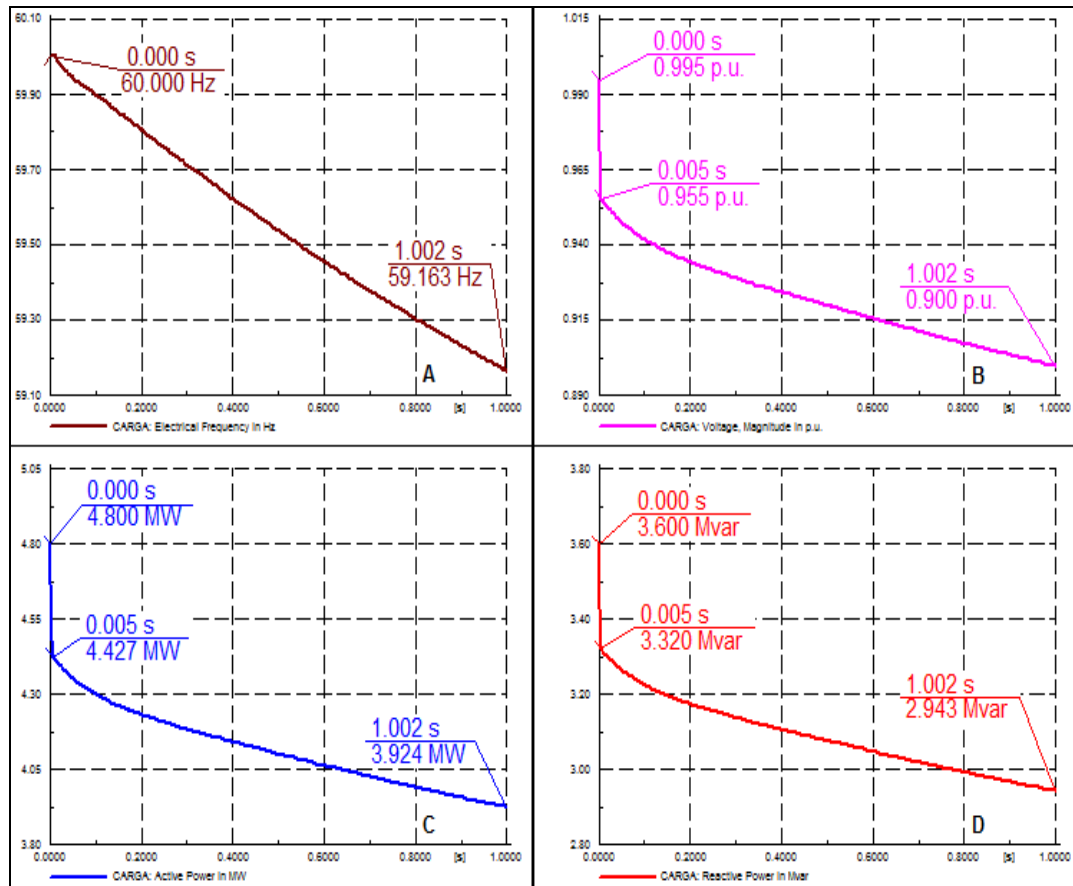


Figura 3.69: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.49, con pérdida de la unidad de generación convencional número 4⁸⁷.

3.4.1.5 CURVAS PV PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UN SISTEMA CONVENCIONAL SIN HVDC CON AUMENTO EN LA DEMANDA

Las curvas PV que se muestran a continuación se han obtenido, cuando se presenta un incremento en la demanda del 100%.

3.4.1.5.1 CURVAS PV BARRAS GENERACIÓN EÓLICA

En la figura 3.70, se muestran las curvas PV para las barras del sistema de generación convencional, como se puede observar los voltajes en este sistema están dentro de los rangos límites de operación y la cargabilidad se presenta con un incremento en la demanda del 100%, para este valor de potencia el sistema es estable.

⁸⁷ Los autores.

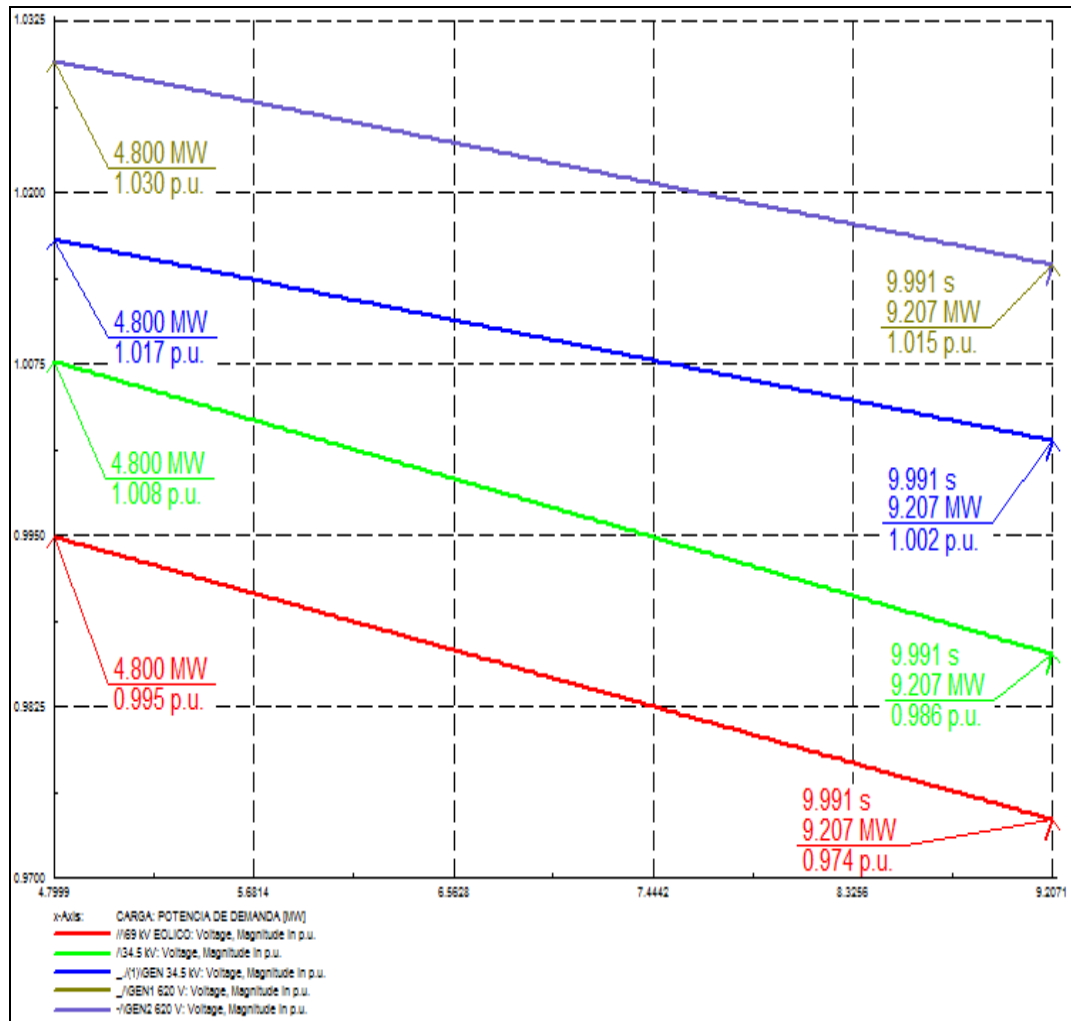


Figura 3.70: Curvas PV de las barras del sistema de generación eólica del diagrama de la figura 3.49, con aumento en la demanda del 100%⁸⁸.

3.4.1.5.2 CURVAS PV BARRAS GENERACIÓN CONVENCIONAL

En la figura 3.71, se muestran las curvas PV para las barras del sistema de generación convencional, como se puede observar los voltajes en este sistema están dentro de los rangos límites de operación y la cargabilidad se presenta con un incremento en la demanda del 100%, para este valor de potencia el sistema es estable.

⁸⁸ Los autores.

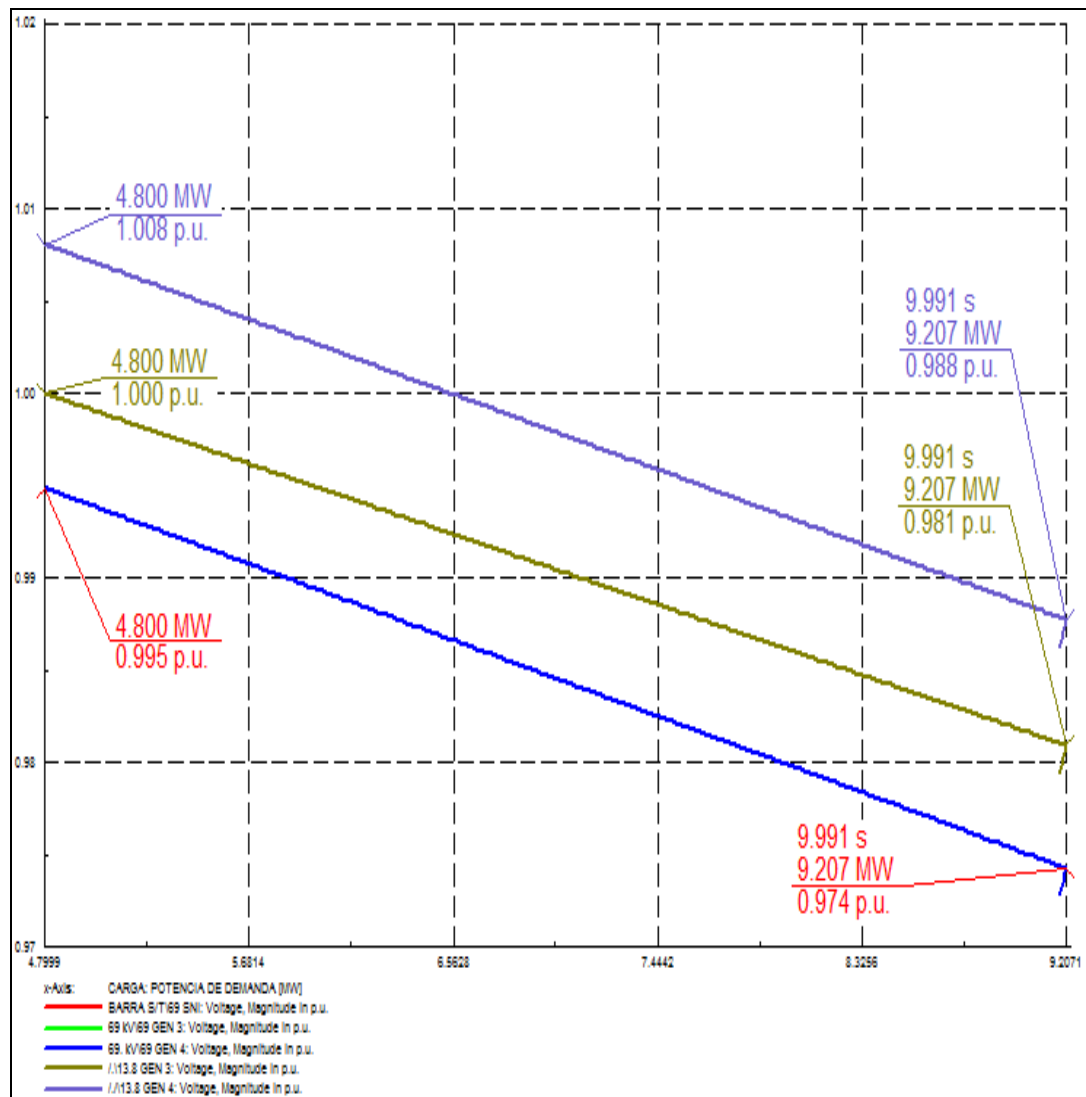


Figura 3.71. Curvas PV de las barras del sistema de generación convencional del diagrama de la figura 3.49, con aumento en la demanda del 100%⁸⁹.

3.4.1.6 CURVAS VQ PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UN SISTEMA CONVENCIONAL SIN HVDC CON AUMENTO EN LA DEMANDA

Las curvas VQ que se muestran a continuación muestran el voltaje en cada una de las barras del sistema y la cantidad de potencia reactiva que se requiere para mantener estable el voltaje en el sistema, estas se han obtenido, cuando se presenta un incremento en la demanda del 100%.

⁸⁹ Los autores.

3.4.1.6.1 CURVAS VQ BARRAS GENERACIÓN EÓLICA

En la figura 3.72, se muestran las curvas VQ para las barras del sistema de generación eólica, como se puede observar los voltajes en este sistema están dentro de los rangos límites de operación y la cargabilidad se presenta con un incremento en la demanda del 100%, para este valor de potencia el sistema es estable.

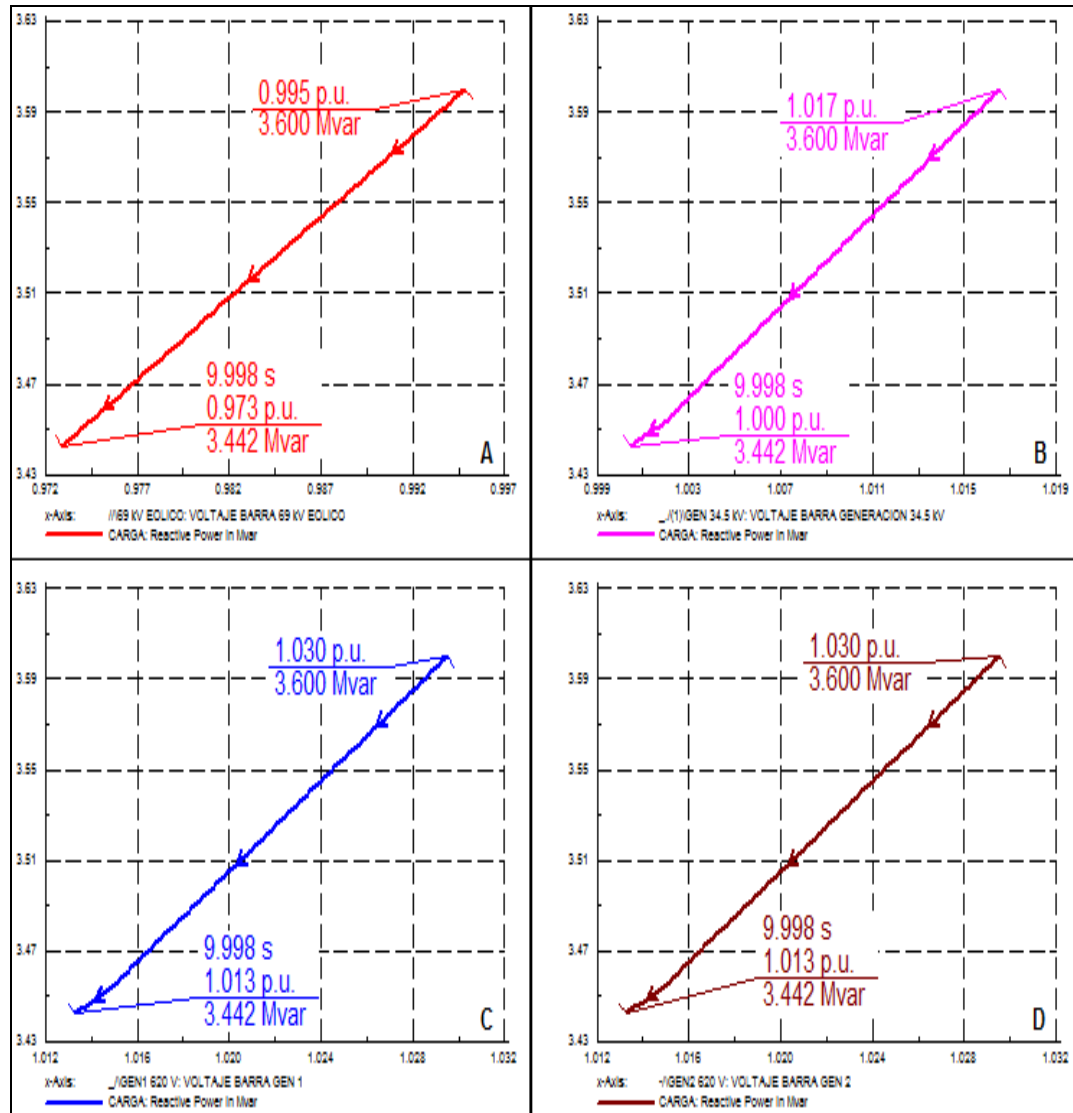


Figura 3.72. Curvas VQ de las barras del sistema de generación eólica del diagrama de la figura 3.49, con aumento en la demanda del 100%⁹⁰.

⁹⁰ Los autores.

3.4.1.6.2 CURVAS VQ BARRAS GENERACIÓN CONVENCIONAL

En la figura 3.73, se muestran las curvas VQ para las barras del sistema de generación convencional, los voltajes están dentro de los rangos límites de operación el sistema es estable.

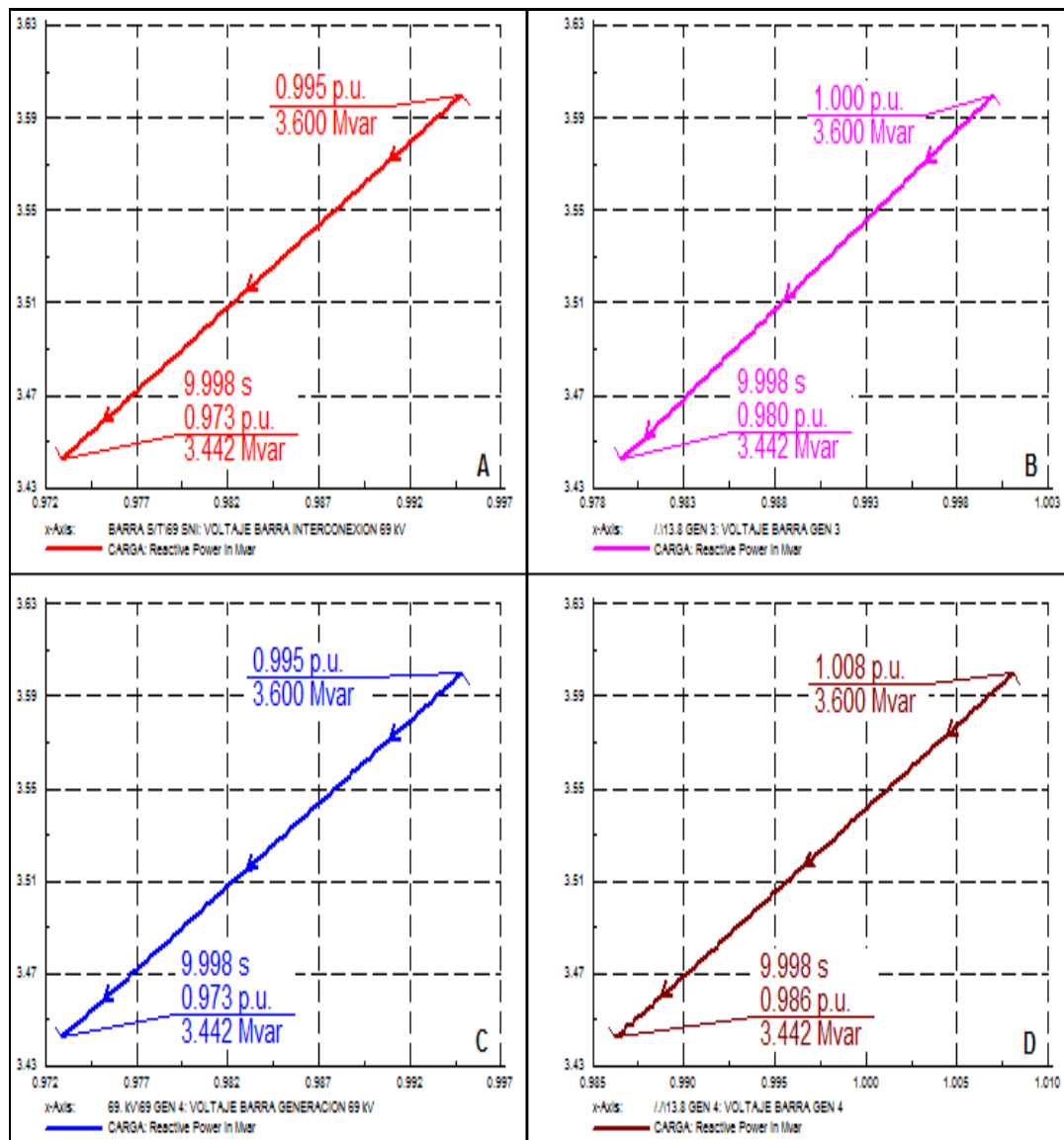


Figura 3.73: Curvas VQ de las barras del sistema de generación convencional del diagrama de la figura 3.49, con aumento en la demanda del 100%⁹¹.

⁹¹ Los autores.

3.4.2 SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UN SISTEMA ELÉCTRICO CONVENCIONAL CON HVDC

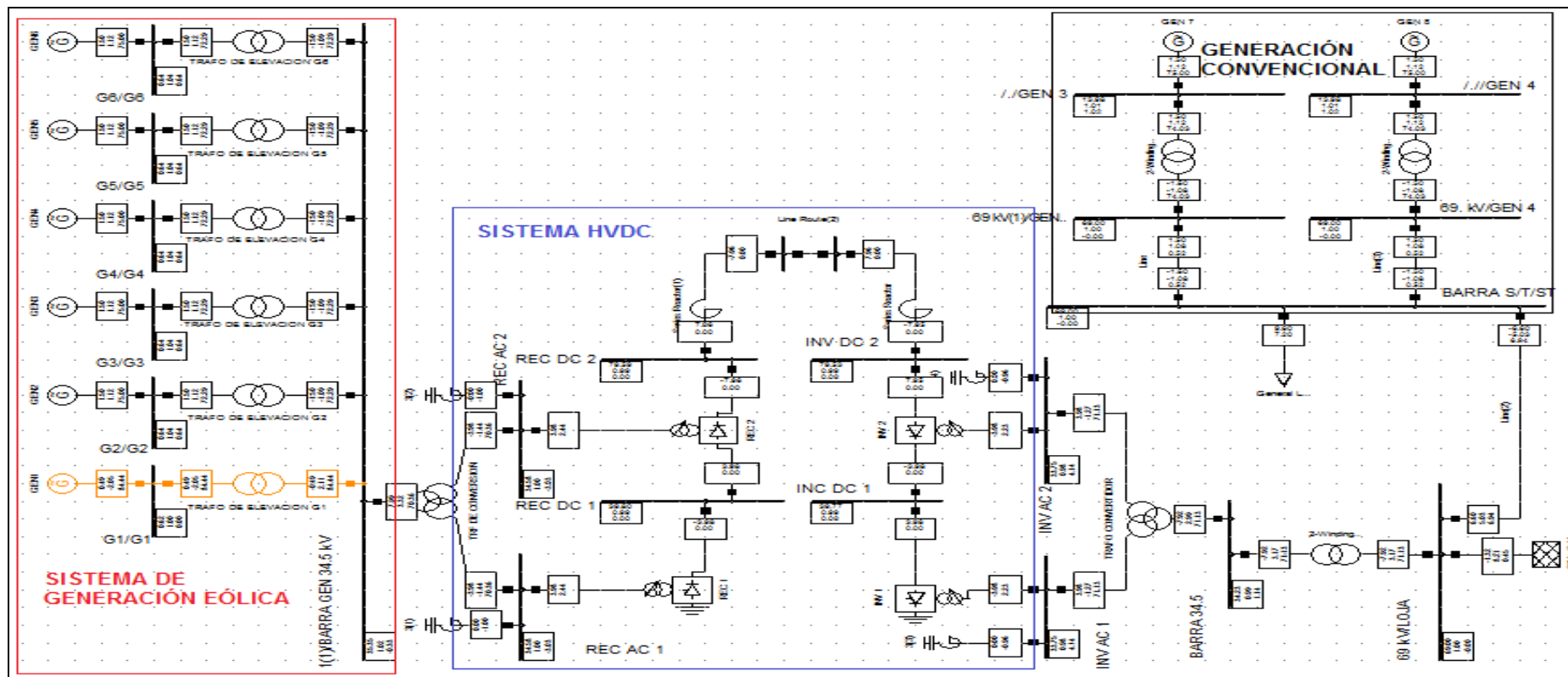


Figura 3.74: Sistema de generación eólica conectado a un sistema convencional con HVDC⁹².

⁹² Los autores.

Para una mejor visualización del SEP de la figura 3.74, se lo a dividido en 3 partes 3.74 A, pertenece al sistema de generación eólica, 3,74 B al sistema HVDC y 3.74 C al sistema convencional y carga.

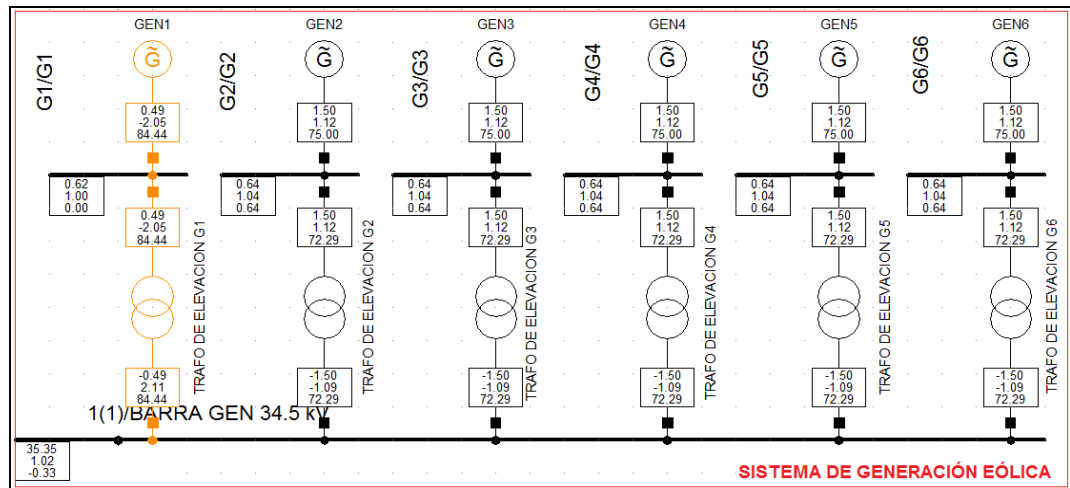


Figura 3.74 A: Sistema de generación eólica de la figura 3.74⁹³.

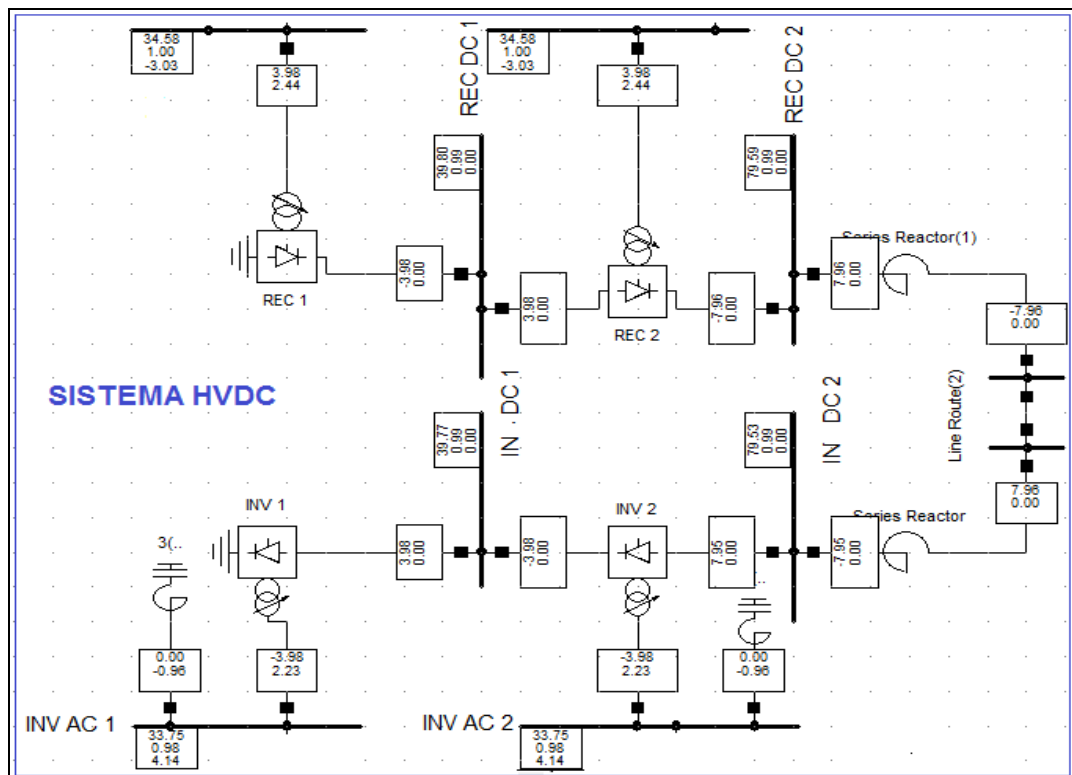


Figura 3.74 B: Sistema HVDC de la figura 3.74⁹⁴.

⁹³ Los autores.

⁹⁴ ídem.

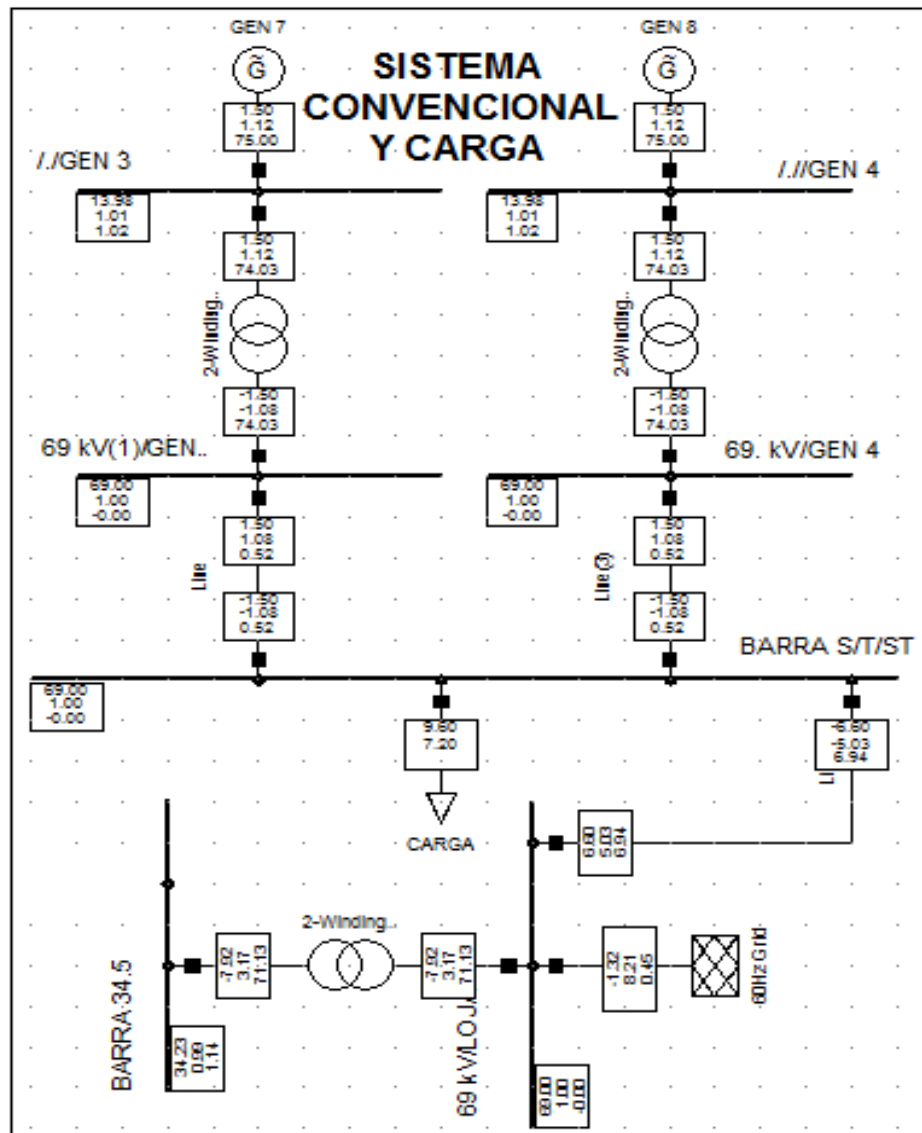


Figura 3.74 C: Sistema HVDC de la figura 3.74.

3.4.2.1 SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UN SISTEMA CONVENCIONAL CON HVDC BAJO CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN

A continuación se muestran las gráficas del comportamiento de los elementos del SEP de un sistema de generación eólica interconectado a un sistema convencional por medio de HVDC, el SEP trabaja bajo condiciones normales de operación.

3.4.2.1.1 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 1

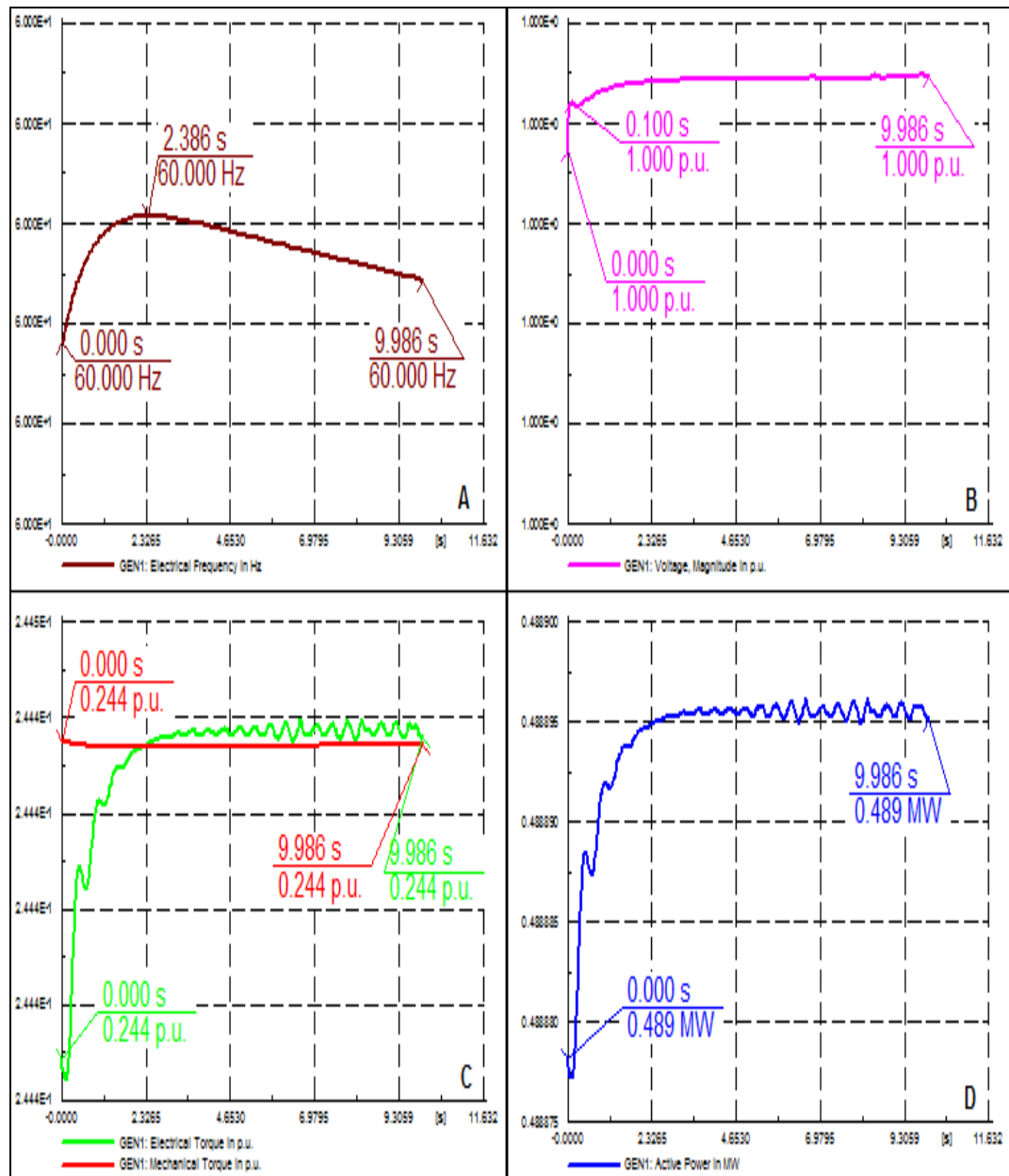


Figura 3.75: Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.74, bajo condiciones normales de operación⁹⁵.

En la figura 3.75, se muestra el comportamiento del generador eólico 1, la frecuencia permanece en un valor de 60 [Hz], el voltaje se mantiene en 1 [p.u.], los torques eléctrico y mecánico son equivalentes y la potencia de generación permanece en un valor de 0.489 [MW].

⁹⁵ Los autores.

3.4.2.1.2 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 2

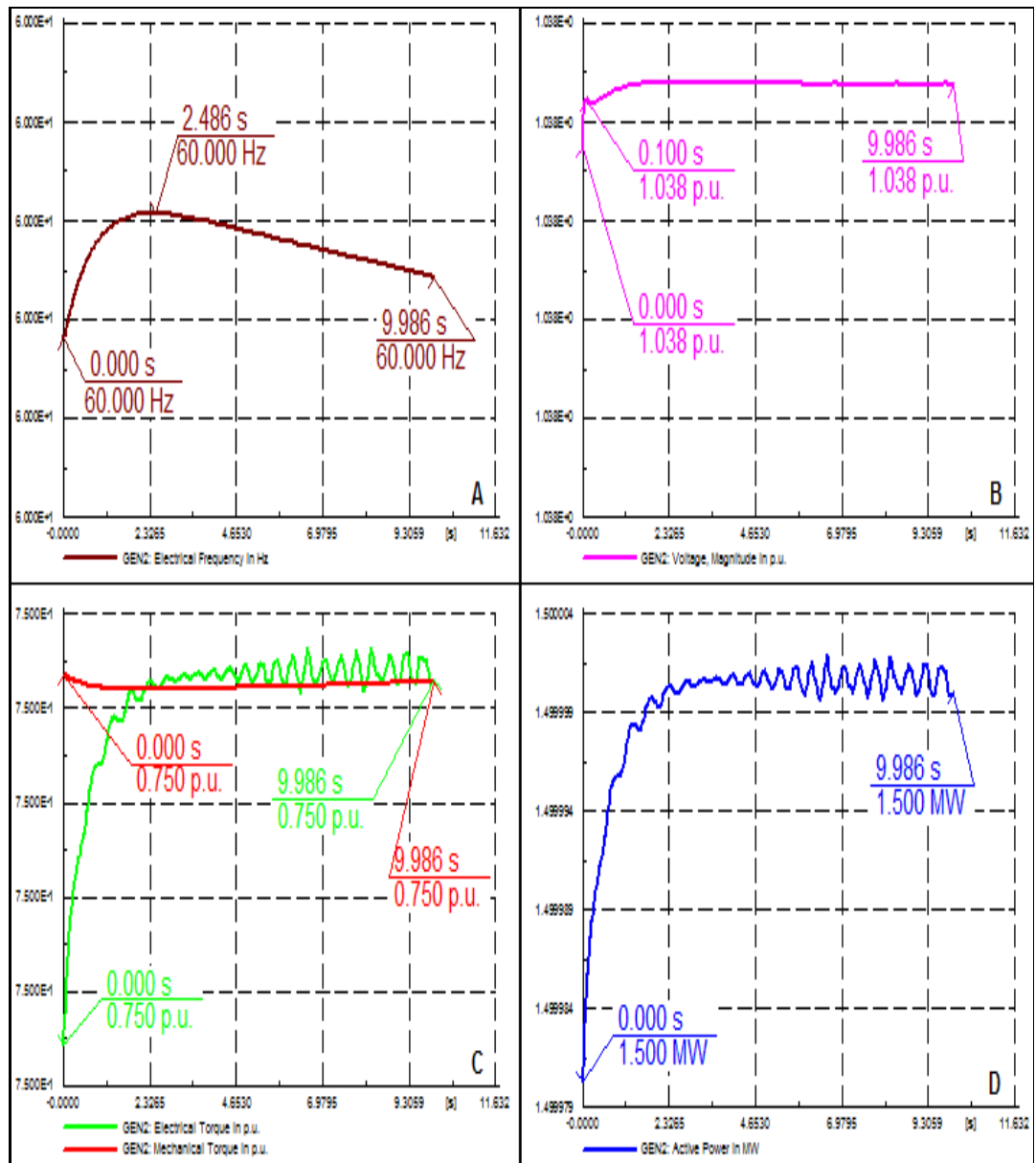


Figura 3.76: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.74, bajo condiciones normales de operación⁹⁶.

En la figura 3.76, se muestra el comportamiento del generador eólico 2, la frecuencia permanece en un valor de 60 [Hz], el voltaje permanece en 1.038 [p.u.], es decir, dentro de los límites operativos, los torques eléctrico y mecánico son iguales y la potencia de generación permanece en un valor de 1.5 [MW].

⁹⁶ Los autores.

3.4.2.1.3 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR CONVENCIONAL 7

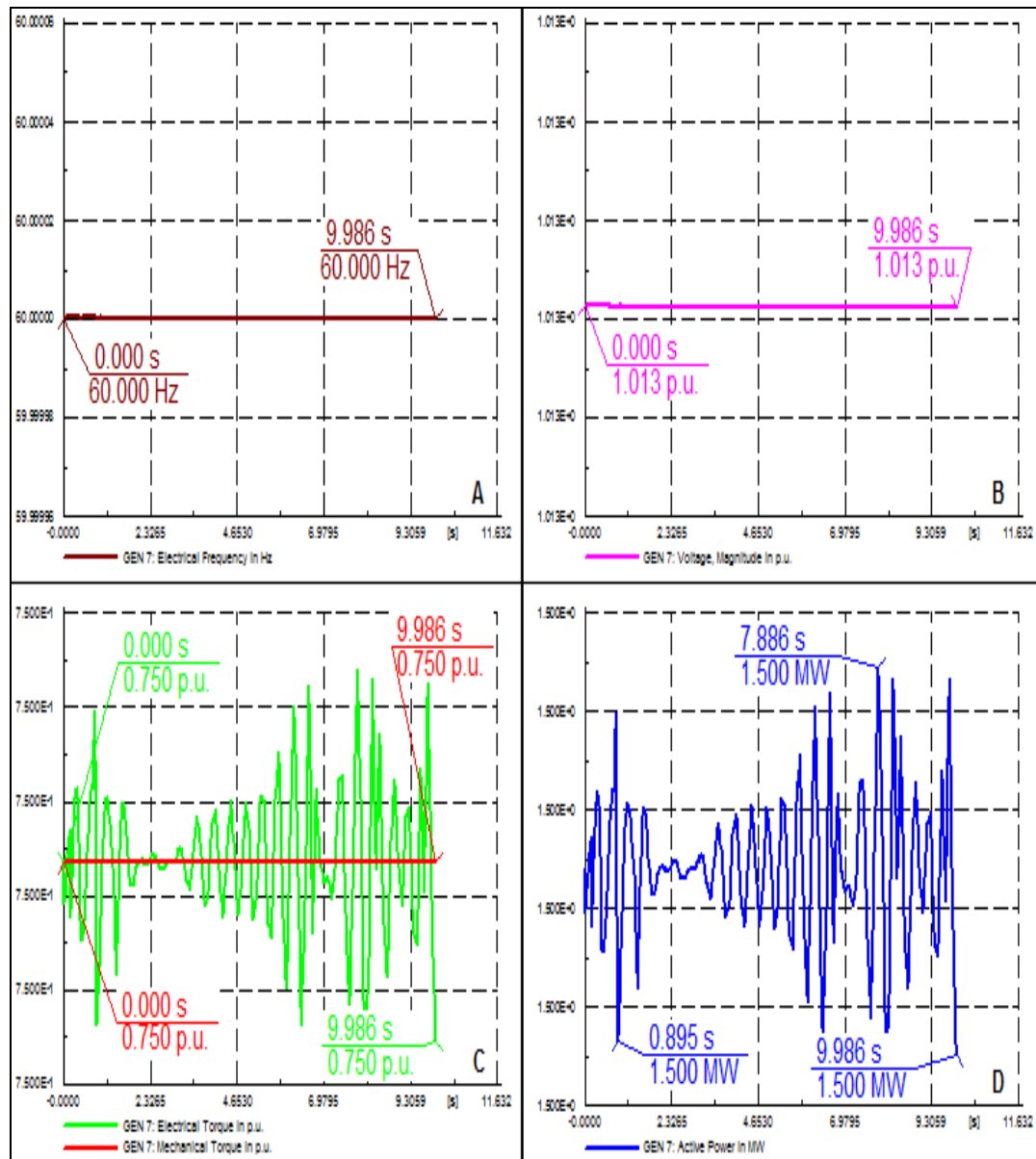


Figura 3.77: Curvas del comportamiento del generador 7 de la figura 3.74, bajo condiciones normales de operación⁹⁷.

En la figura 3.77 y 3.78, se muestra el comportamiento de los generadores convencionales 7 y 8, la frecuencia y el voltaje permanecen constantes en valores de 60 [Hz] y 1.013 [p.u] respectivamente, el torque eléctrico oscila pero manteniendo el mismo valor que el torque mecánico y la potencia de generación permanece en un valor de 1.5 [MW].

⁹⁷ Los autores.

3.4.2.1.4 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR CONVENCIONAL 8

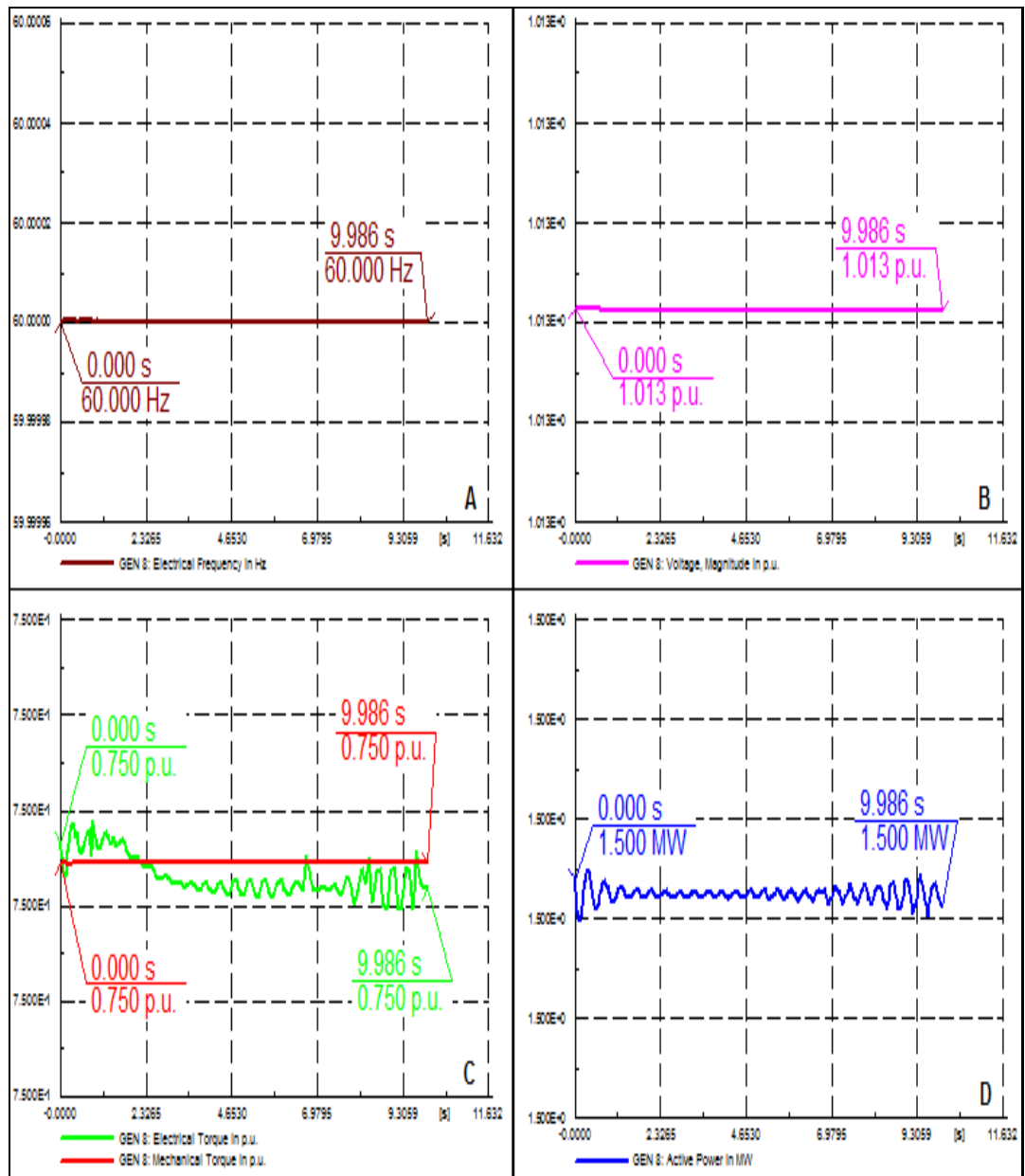


Figura 3.78: Curvas del comportamiento del generador 8 de la figura 3.74, bajo condiciones normales de operación⁹⁸.

En la figura 3.79, se observa el comportamiento de la carga del sistema, la frecuencia y el voltaje permanecen constantes en valores de 60 [Hz] y 1 [p.u] respectivamente, dentro de los límites operativos, la potencia activa permanece en 9.6 [MW], y la potencia reactiva se mantiene en 7.2 [Mvar], la generación disponible abastece la demanda.

⁹⁸ Los autores.

3.4.2.1.5 COMPORTAMIENTO DE LA CARGA

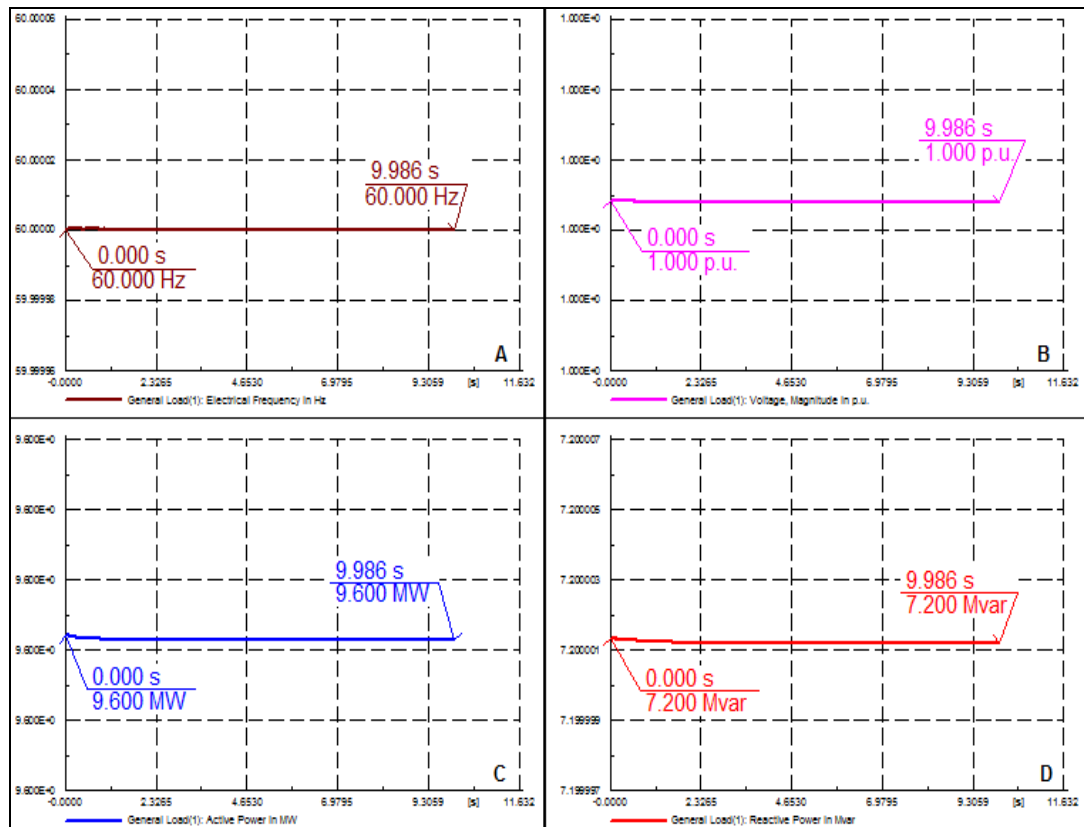


Figura 3.79: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.74, bajo condiciones normales de operación⁹⁹.

3.4.2.2 SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UN SISTEMA CONVENCIONAL CON HVDC Y AUMENTO EN LA DEMANDA

A continuación se presentan las gráficas del sistema de generación eólica conectado a un sistema convencional por medio de un sistema HVDC, cuando se incrementa la demanda en un 20% de 9.6 a 11.52 [MW].

3.4.2.2.1 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 1

En la figura 3.80, se muestra el comportamiento del generador eólico 1, la frecuencia permanece constante en un valor de 60 [Hz], el voltaje

⁹⁹ Los autores.

permanece en 1 [p.u], los torques eléctrico y mecánico son iguales, la potencia de generación permanece en un valor de 0.489 [MW].

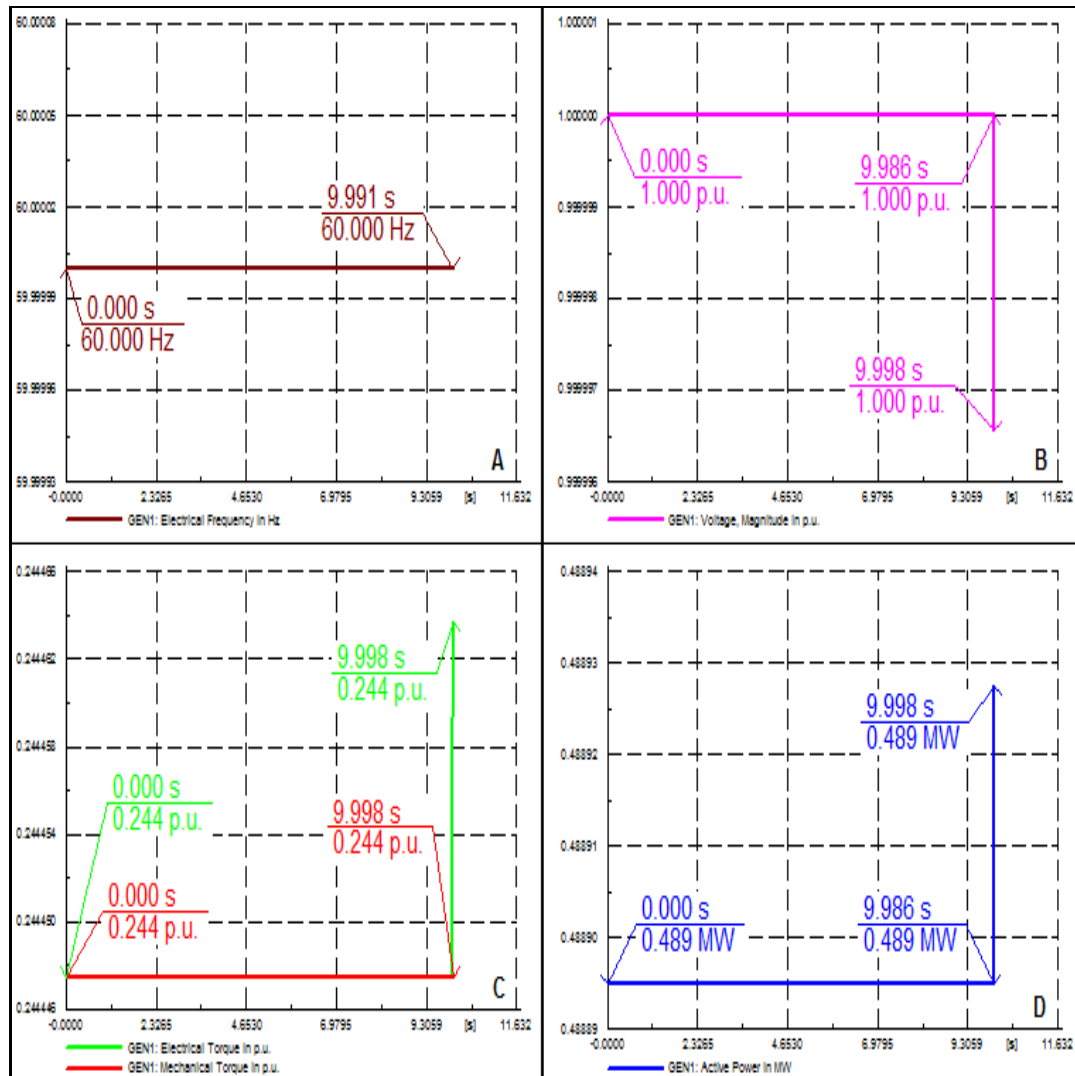


Figura 3.80: Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.74, con aumento en la demanda¹⁰⁰.

3.4.2.2.2 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 2

En la figura 3.81, se muestra el comportamiento del generador eólico 2, la frecuencia permanece constante en un valor de 60 [Hz], el voltaje permanece en 1.038 [p.u], los torques eléctrico y mecánico son iguales, la potencia de generación permanece en un valor de 1.5 [MW].

¹⁰⁰ Los autores.

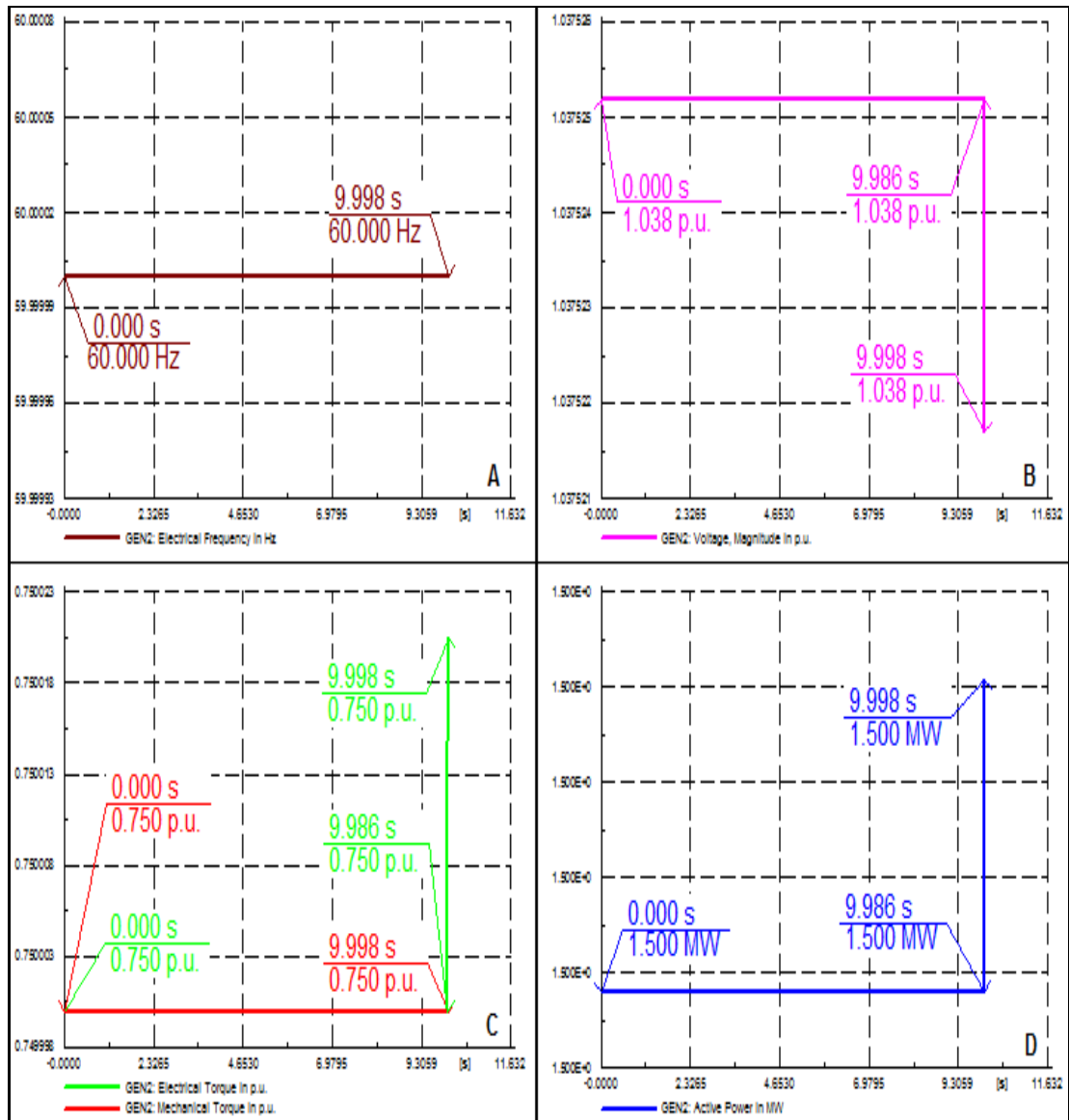


Figura 3.81: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.74, con aumento en la demanda¹⁰¹.

3.4.2.2.3 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR CONVENCIONAL 7

En las figuras 3.82 y 3.83, se muestra el comportamiento de los generadores convencionales 7 y 8, la frecuencia y el voltaje permanecen constantes en valores de 60 [Hz] y 1.013 [p.u] respectivamente, el torque eléctrico sube de 0.750 a 0.751 [p.u], difiere con el torque mecánico en 0.001 [p.u], la potencia de generación sube de 1.5 a 1.502 [MW].

¹⁰¹ Los autores.

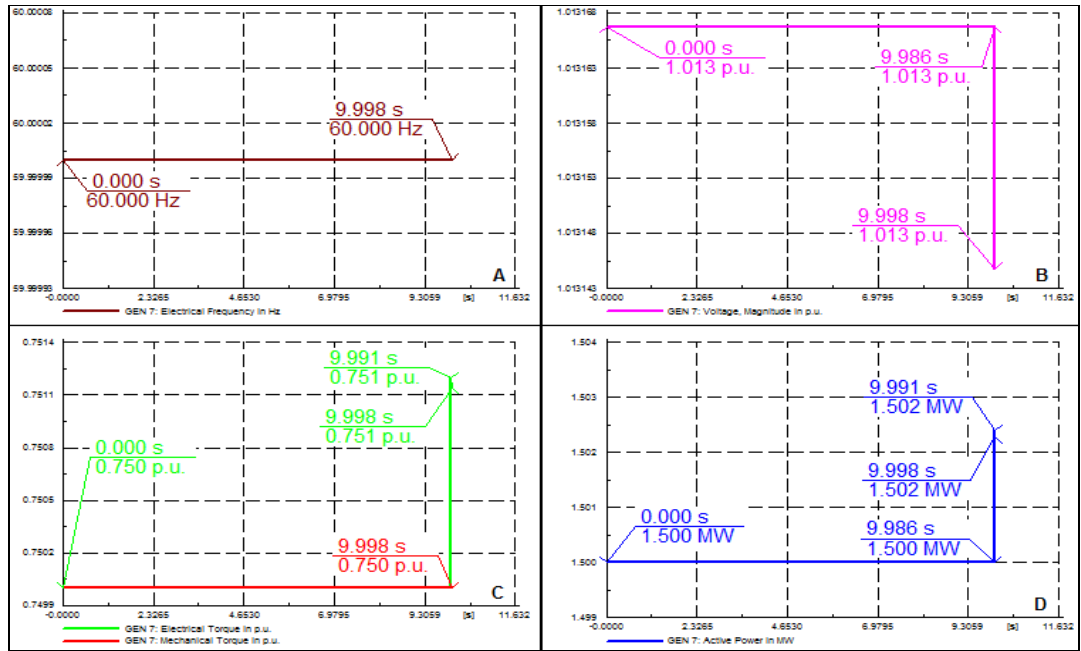


Figura 3.82: Curvas del comportamiento del generador 7 de la figura 3.74, con aumento en la demanda¹⁰².

3.4.2.2.4 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR CONVENCIONAL 8

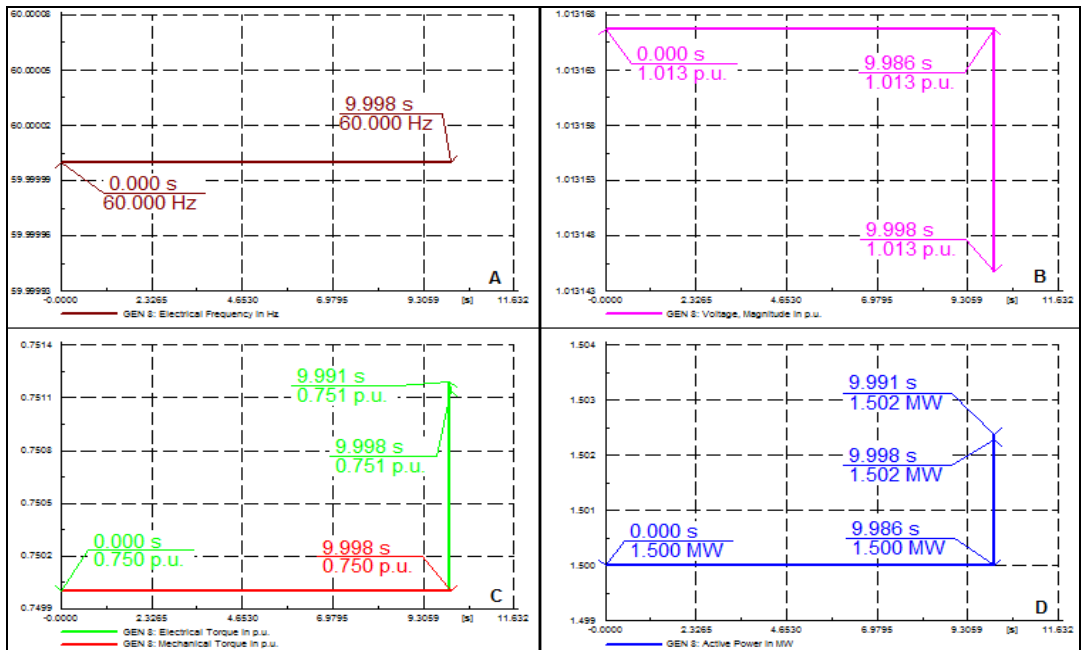


Figura 3.83: Curvas del comportamiento del generador 8 de la figura 3.74, con aumento en la demanda¹⁰³.

¹⁰² Los autores.

¹⁰³ ídem.

3.4.2.2.5 COMPORTAMIENTO DE LA CARGA

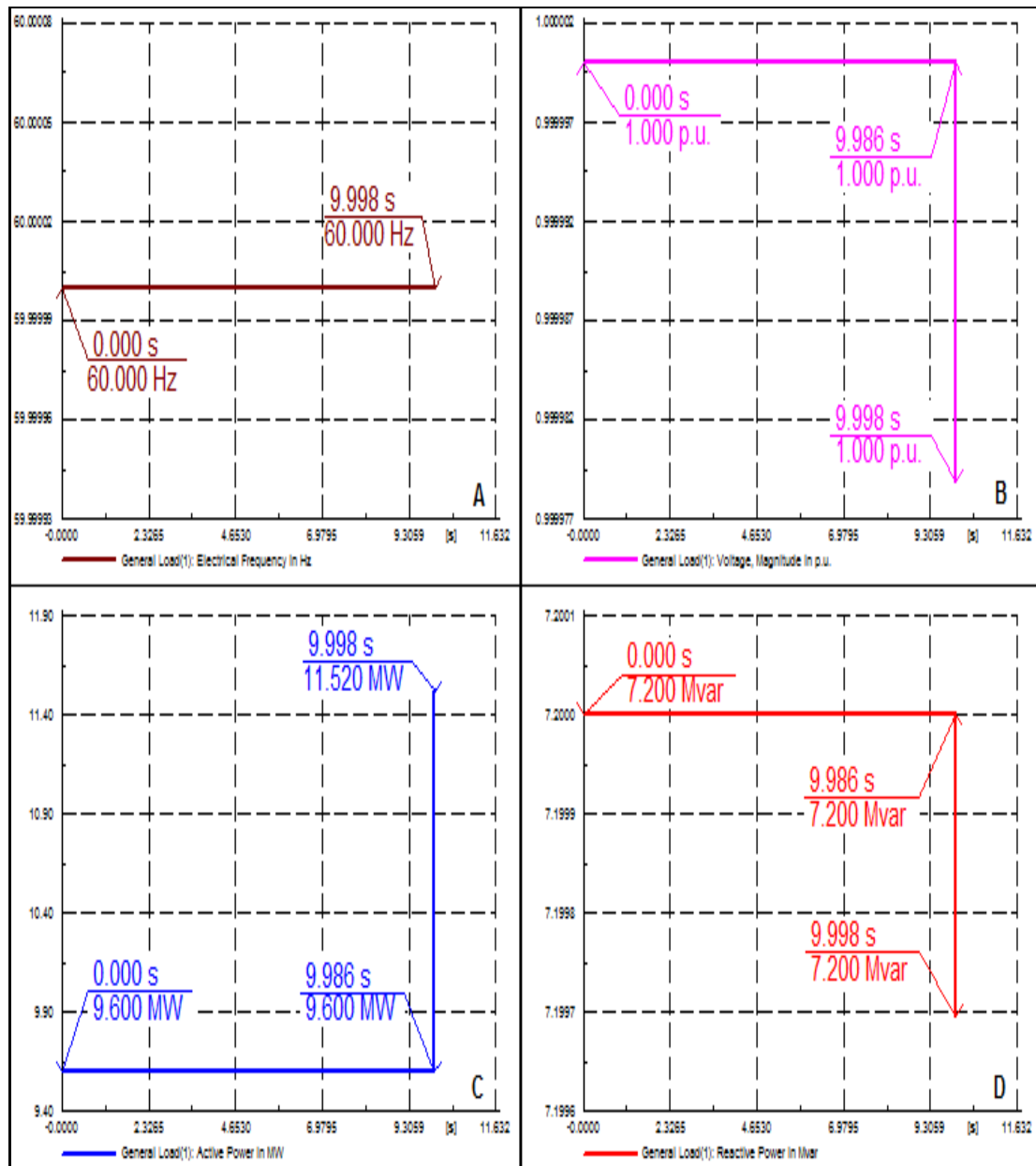


Figura 3.84: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.74, con aumento en la demanda¹⁰⁴.

En la figura 3.84, se observa el comportamiento de la carga del sistema, la frecuencia permanece constante en 60 [Hz], el voltaje permanece en 1 [p.u.], estos valores están dentro de los límites operativos, la potencia demandada sube de 9.6 a 11.52 [MW], y la potencia reactiva se mantiene en 7.2 [Mvar], si se puede satisfacer la demanda con la generación existente.

¹⁰⁴ Los autores.

3.4.2.3 SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UN SISTEMA CONVENCIONAL CON HVDC Y PÉRDIDA DE LA UNIDAD DE GENERACIÓN EÓLICA NÚMERO 2

A continuación se muestra el comportamiento de los elementos que componen el SEP, cuando se ha producido la pérdida del generador eólico número 2.

3.4.2.3.1 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 1

En la figura 3.85, se muestra el comportamiento del generador eólico 1, la frecuencia baja de 60.022 a 59.885 [Hz], el voltaje baja de 1 a 0.998 [p.u.], los torques eléctrico y mecánico difieren en 0.001 [p.u.], la potencia de generación sube de 0.489 a 0.490 [MW].

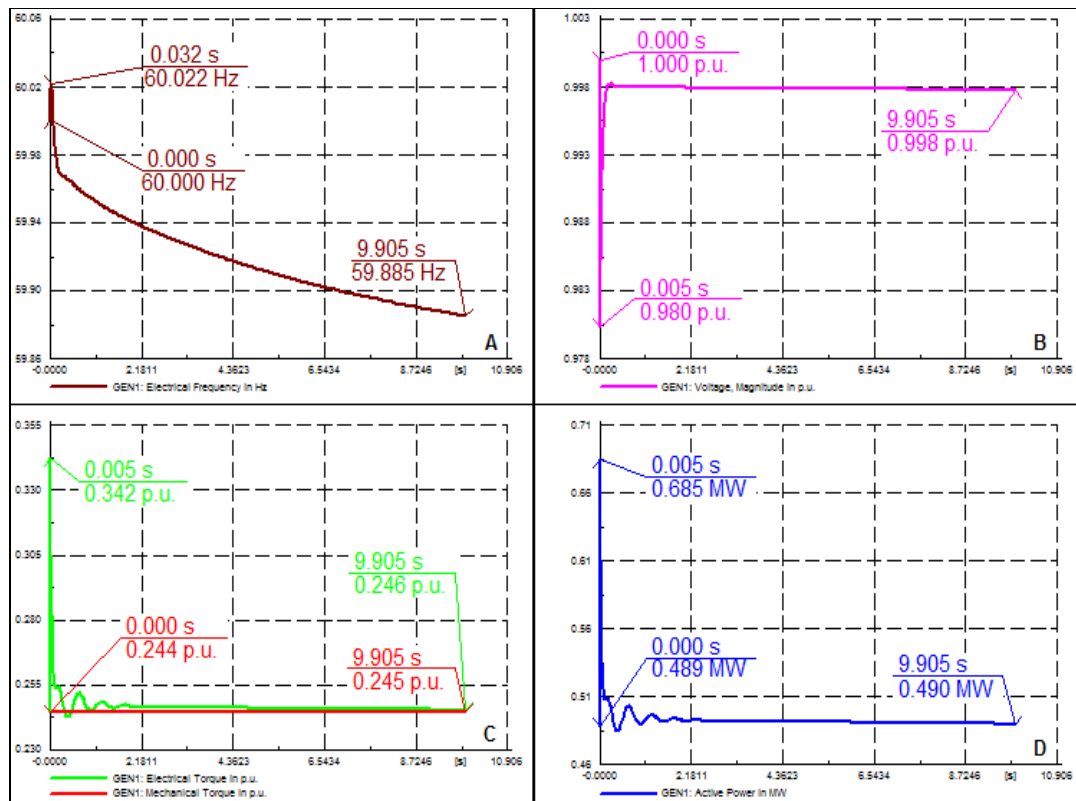


Figura 3.85: Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.74, con pérdida de la unidad de generación eólica número 2¹⁰⁵.

¹⁰⁵ Los autores.

3.4.2.3.2 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 2

En la figura 3.86, se muestra el comportamiento del generador eólico 2, la frecuencia y el voltaje suben a valores extremadamente altos fuera de los límites de operación, 63.880 [Hz] y 3.095 [p.u] respectivamente, los torques eléctrico y mecánico difieren en 0.476 [p.u] debido a que no existe torque eléctrico, y el generador no produce potencia, este está fuera de servicio.

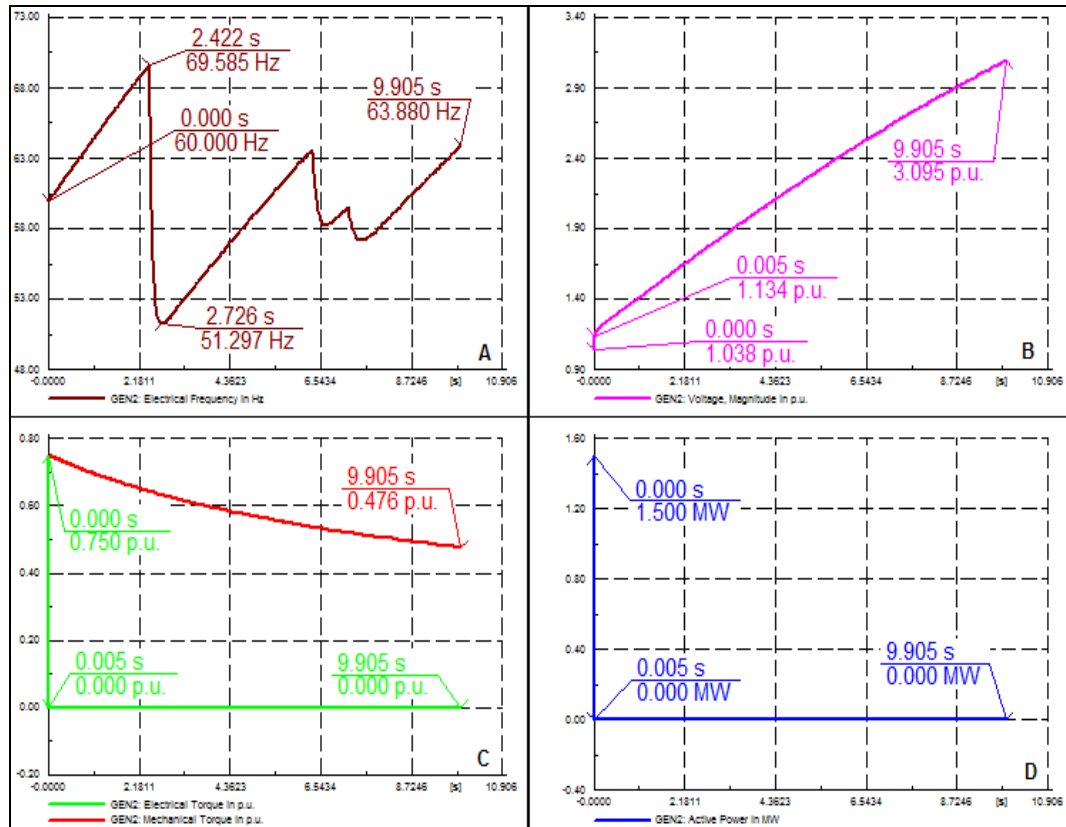


Figura 3.86: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.74, con pérdida de la unidad de generación eólica número 2¹⁰⁶.

3.4.2.3.3 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR CONVENCIONAL 7

En las figuras 3.87 y 3.88, se muestra el comportamiento de los generadores convencionales 7 y 8, la frecuencia baja de 60 a 59.994 [Hz], y el voltaje permanece en 1.013 [p.u], el torque eléctrico y mecánico son iguales en 0.750 [p.u], la potencia de generación oscila pero se estabiliza en 1.5 [MW].

¹⁰⁶ Los autores.

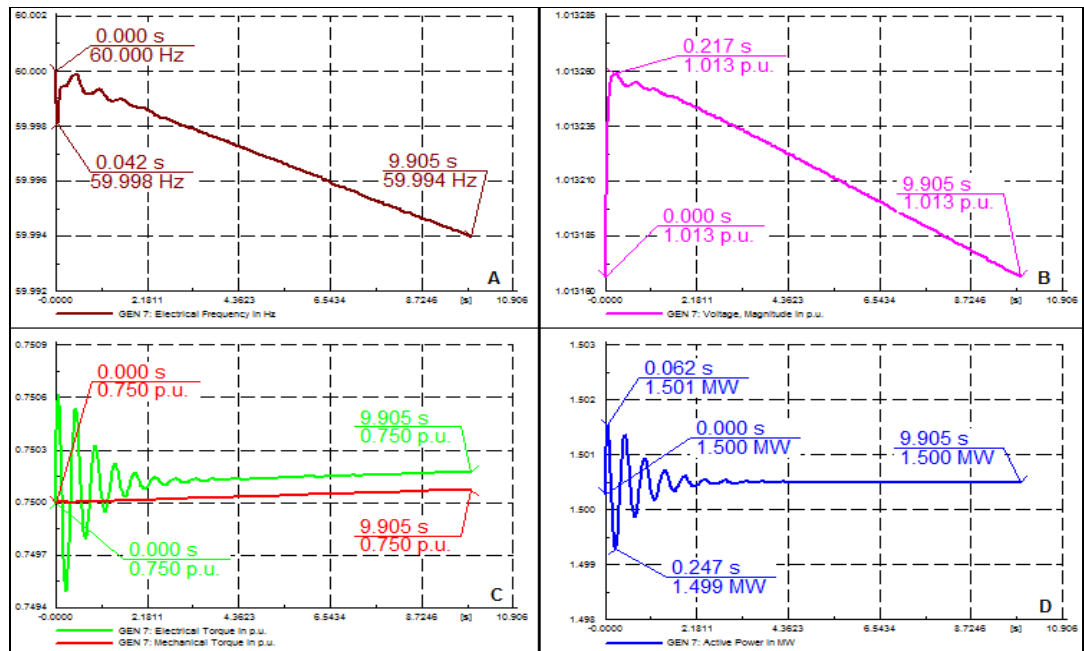


Figura 3.87: Curvas del comportamiento del generador 7 de la figura 3.74, con pérdida de la unidad de generación eólica número 2^{107} .

3.4.2.3.4 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR CONVENCIONAL 8

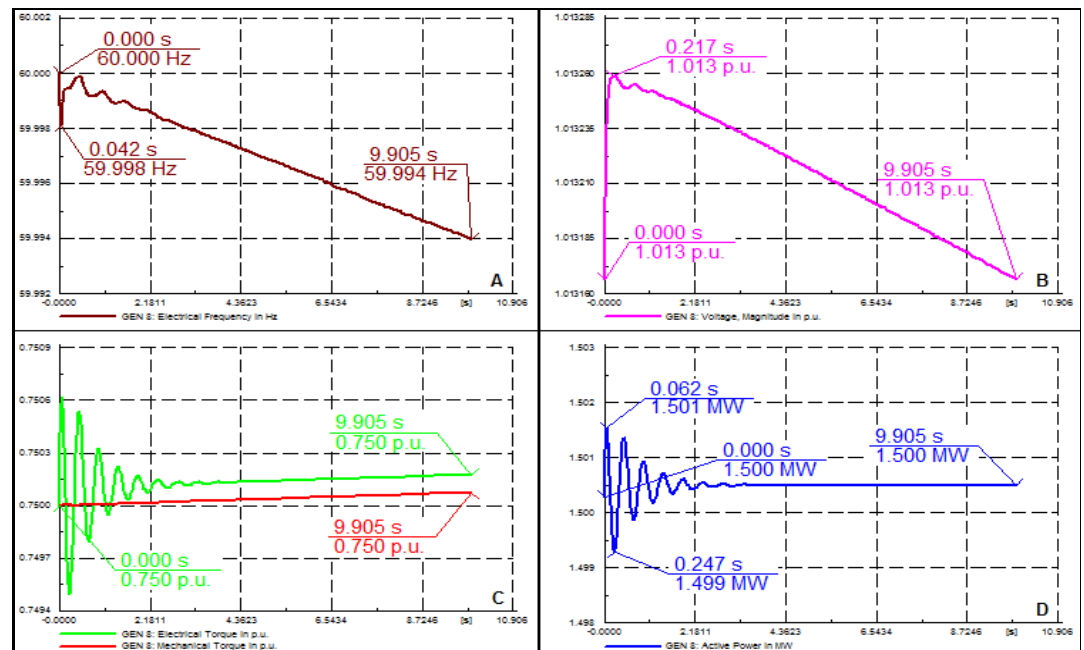


Figura 3.88: Curvas del comportamiento del generador 8 de la figura 3.74, con pérdida de la unidad de generación eólica número 2^{108} .

¹⁰⁷ Los autores.

¹⁰⁸ ídem.

3.4.2.3.5 COMPORTAMIENTO DE LA CARGA

En la figura 3.89, se observa el comportamiento de la carga del sistema, la frecuencia baja de 60 a 59.994 [Hz], el voltaje permanece en 1 [p.u], estos valores están dentro de los límites operativos, la potencia activa y reactiva se mantienen en 9.6 [MW] y 7.2 [Mvar] respectivamente, la demanda se satisface con la generación disponible.

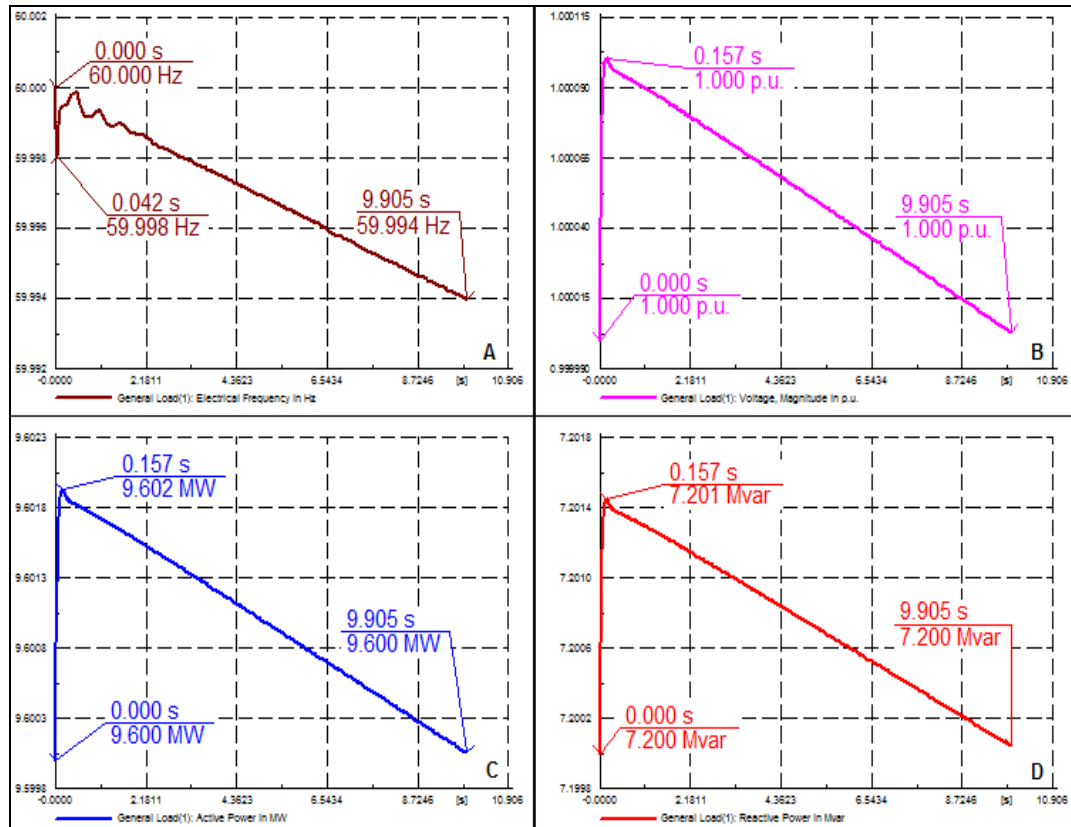


Figura 3.89: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.74, con pérdida de la unidad de generación eólica número 2¹⁰⁹.

3.4.2.4 SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UN SISTEMA CONVENCIONAL CON HVDC Y PÉRDIDA DE LA UNIDAD DE GENERACIÓN CONVENCIONAL NÚMERO 8

A continuación se muestra el comportamiento de los elementos que componen el SEP de la figura 3.74, cuando se ha producido la pérdida del generador convencional número 8.

¹⁰⁹ Los autores.

3.4.2.4.1 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 1

En la figura 3.90, se muestra el comportamiento del generador eólico 1, la frecuencia baja de 60 a 59.998 [Hz], se recupera y se estabiliza en 60 [Hz], el voltaje no varía se mantiene en 1 [p.u], el torque eléctrico y mecánico son iguales en 0.244 [p.u], la potencia de generación oscila pero se estabiliza en 0.489 [MW], el generador trabaja dentro de los límites operativos.

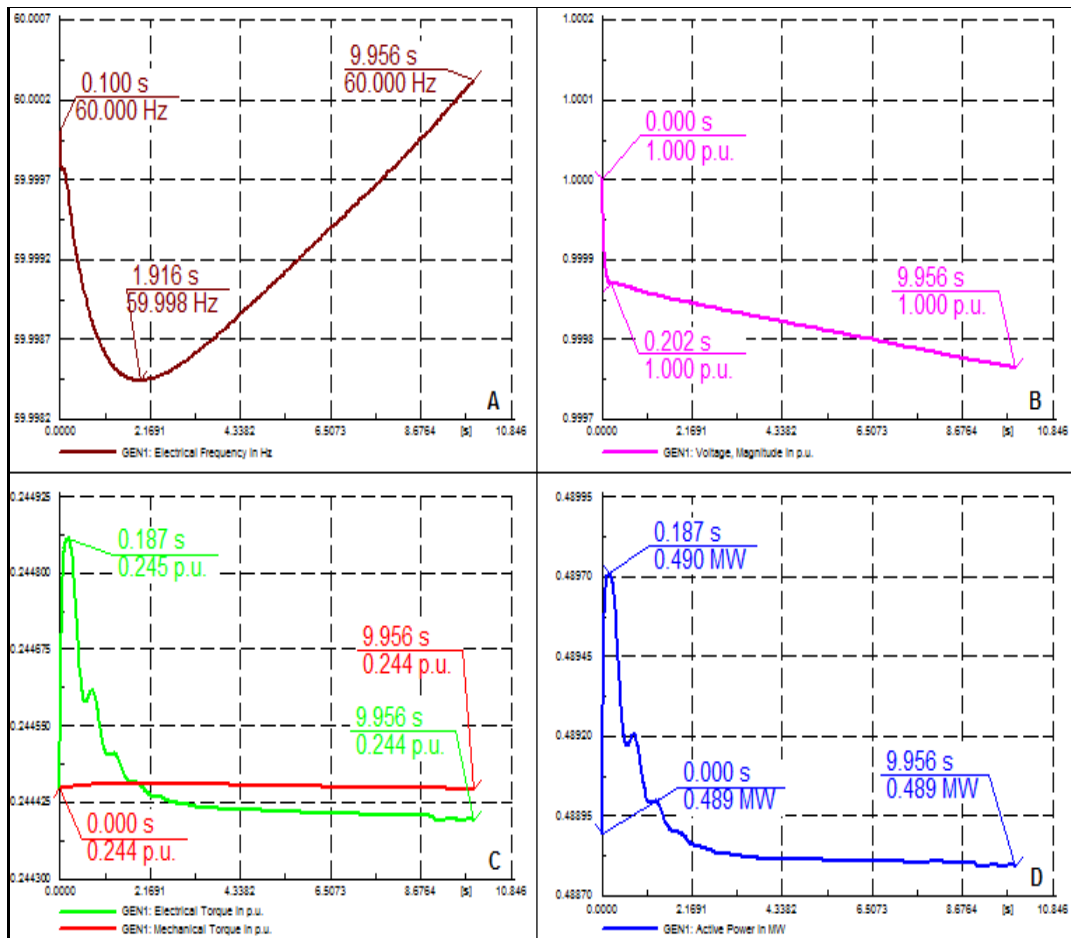


Figura 3.90: Curvas del comportamiento del generador 1 de la figura 3.74, con pérdida de la unidad de generación convencional número 8¹¹⁰.

3.4.2.4.2 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR EÓLICO 2

En la figura 3.91, se muestra el comportamiento del generador eólico 2, la frecuencia baja de 60 a 59.998 [Hz], se recupera y se estabiliza en 60

¹¹⁰ Los autores.

[Hz], el voltaje baja de 1.38 a 1.037 [p.u], el torque eléctrico y mecánico son equivalentes en 0.750 [p.u], quedando dentro de los límites operativos, la potencia de generación oscila pero se estabiliza en 1.5 [MW], el generador trabaja dentro de los límites operativos.

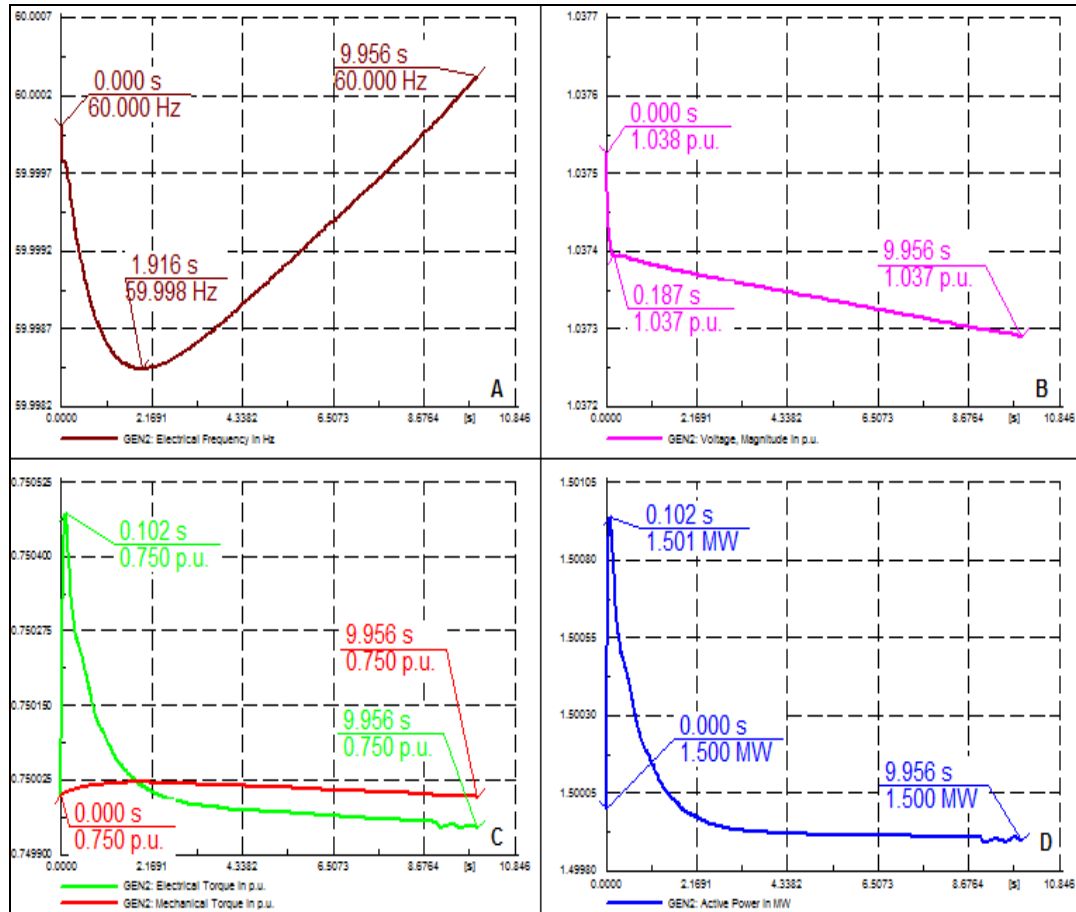


Figura 3.91: Curvas del comportamiento del generador 2 de la figura 3.74, con pérdida de la unidad de generación convencional número 8¹¹¹.

3.4.2.4.3 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR CONVENCIONAL 7

En la figura 3.92, se muestra el comportamiento del generador convencional 7, la frecuencia baja de 60 a 59.994 [Hz], el voltaje se mantiene en 1.013 [p.u], los dos valores están dentro del rango de operación, el torque eléctrico y mecánico son equivalentes en 0.750 [p.u], la potencia de generación oscila, logrando estabilizarse en 1.5 [MW], el generador trabaja dentro de los límites operativos.

¹¹¹ Los autores.

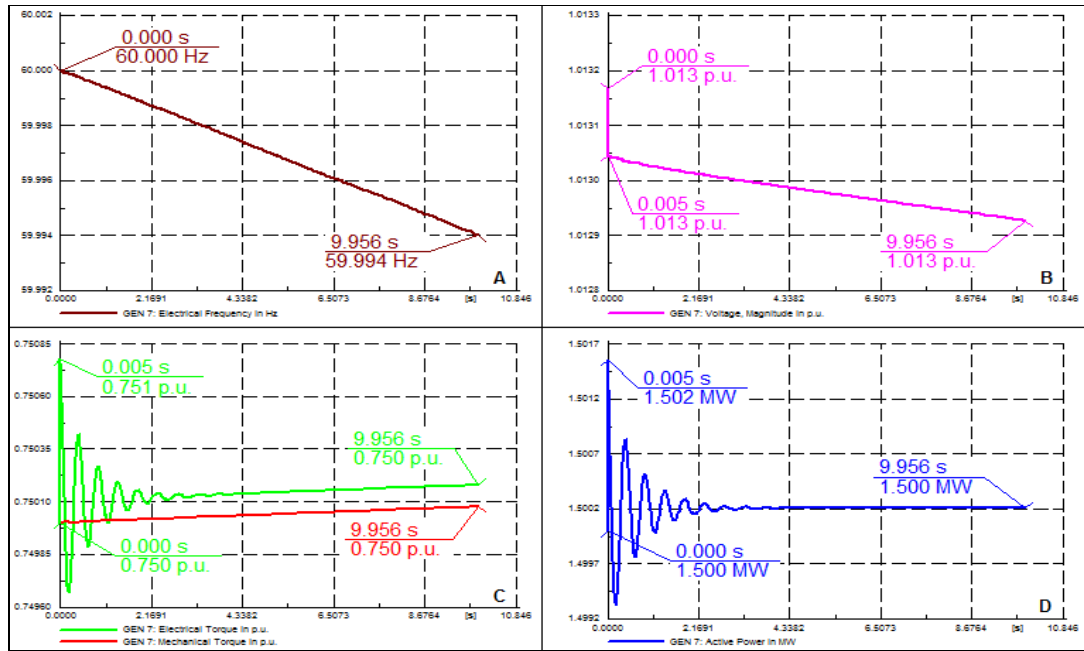


Figura 3.92: Curvas del comportamiento del generador 7 de la figura 3.74, con pérdida de la unidad de generación convencional número 8¹¹².

3.4.2.4.4 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR CONVENCIONAL 8

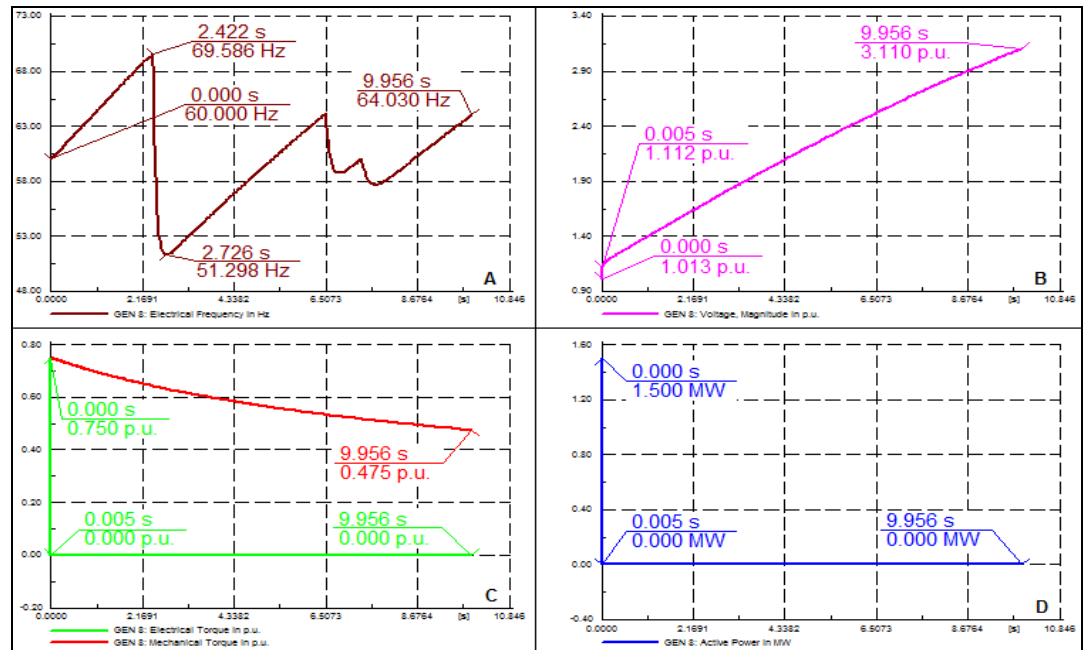


Figura 3.93: Curvas del comportamiento del generador 8 de la figura 3.74, con pérdida de la unidad de generación convencional número 8¹¹³.

¹¹² Los autores.

¹¹³ Idem.

En la figura 3.93, se muestra el comportamiento del generador convencional 8, la frecuencia y el voltaje suben a valores extremadamente altos 64.03 [Hz] y 3.11 [p.u] respectivamente, el torque eléctrico y mecánico difieren en 0.475 [p.u], debido a que no existe torque eléctrico, la potencia de generación es de 0 [MW], el generador está fuera de servicio.

3.4.2.4.5 COMPORTAMIENTO DE LA CARGA

En la figura 3.94, se muestra el comportamiento de la carga del SEP de la figura 3.74, la frecuencia baja de 60 a 59.994 [Hz], el voltaje se mantiene en 1 [p.u], los dos valores están dentro de los límites operativos, la potencia demandada varía de 9.6 a 9.595 [MW], faltando un valor de 0.005 de potencia de generación para satisfacer la demanda, la potencia reactiva varía su valor de 7.2 a 7.197 [Mvar].

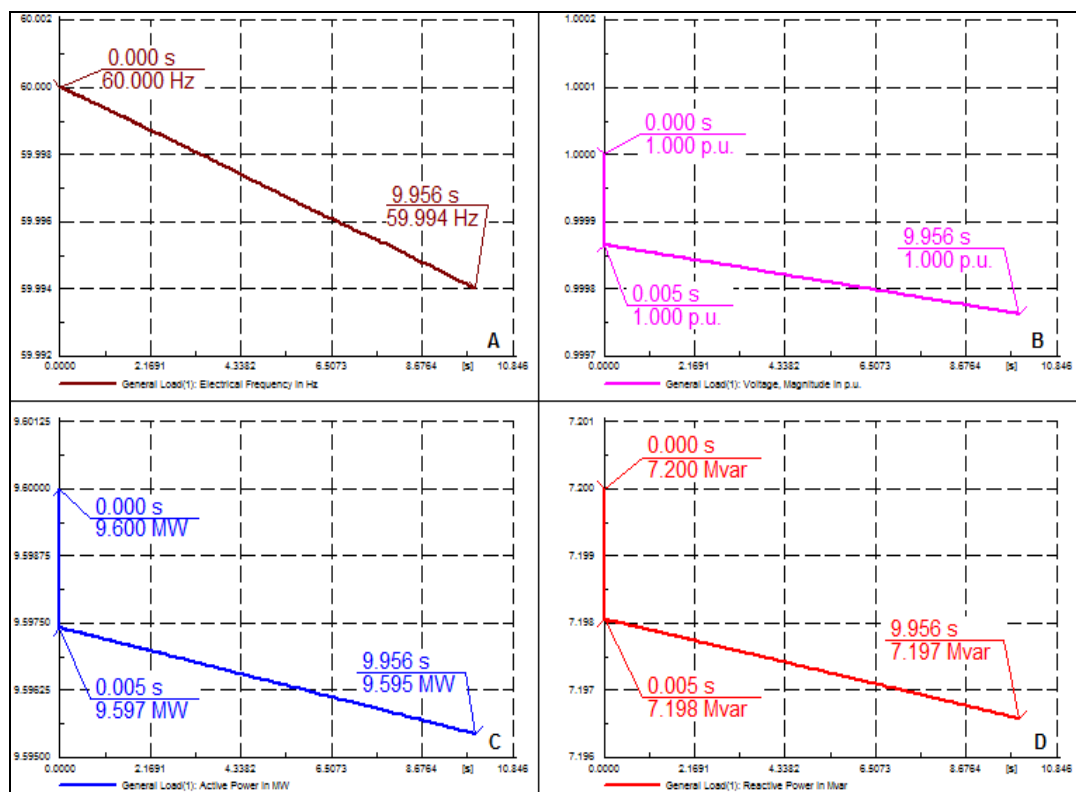


Figura 3.94: Curvas del comportamiento de la carga de la figura 3.74, con pérdida de la unidad de generación convencional número 8¹¹⁴.

¹¹⁴ Los autores.

3.4.2.5 CURVAS PV PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UN SISTEMA CONVENCIONAL CON HVDC Y AUMENTO EN LA DEMANDA

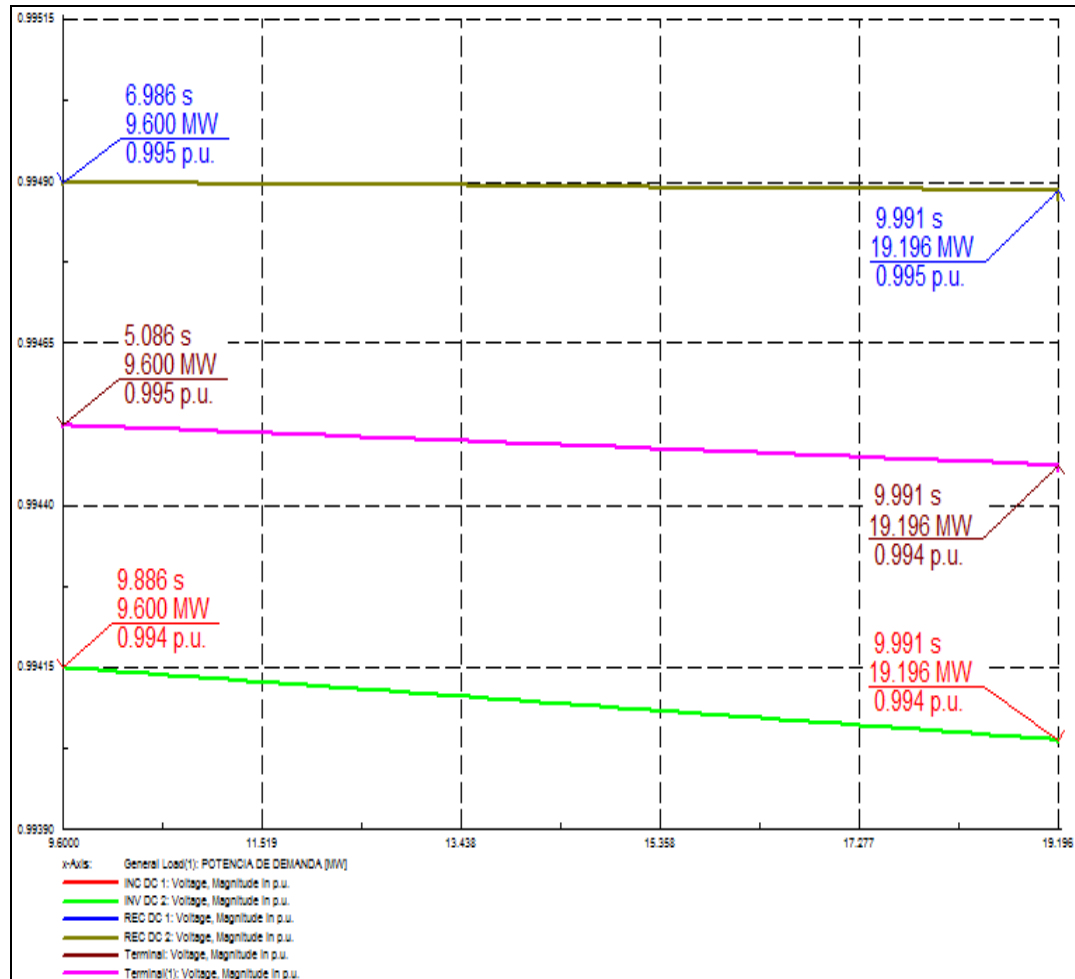


Figura 3.95: Curvas PV de las barras del sistema de la figura 3.74, con aumento en la demanda del 100%¹¹⁵.

En la figura 3.95, se muestran las curvas PV para las barras del sistema HVDC, las curvas PV para las barras del sistema AC no se muestran debido a que estas no varían en sus valores de operación y mantienen un comportamiento casi lineal, en esta figura se puede observar que los niveles de voltaje se mantienen en un nivel de operación óptimo, siendo el voltaje más bajo el de 0.994 [p.u.] en las barras de los inversores.

¹¹⁵ Los autores.

3.4.2.6 CURVAS VQ PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CONECTADO A UN SISTEMA CONVENCIONAL CON HVDC Y AUMENTO EN LA DEMANDA

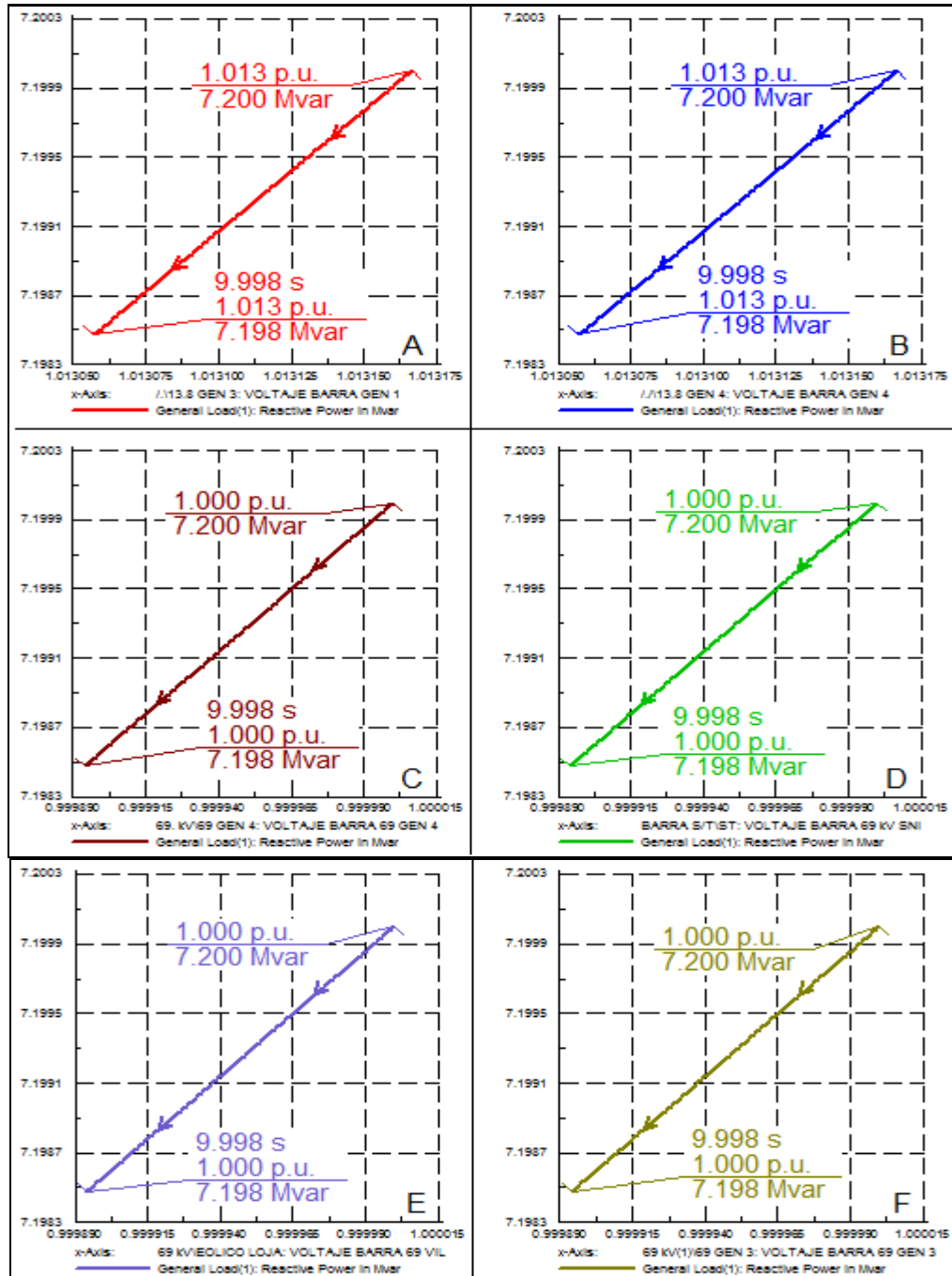


Figura 3.96: Curvas VQ de las barras de generación AC convencional del sistema de la figura 3.74, con aumento en la demanda del 100%¹¹⁶.

¹¹⁶ Los autores.

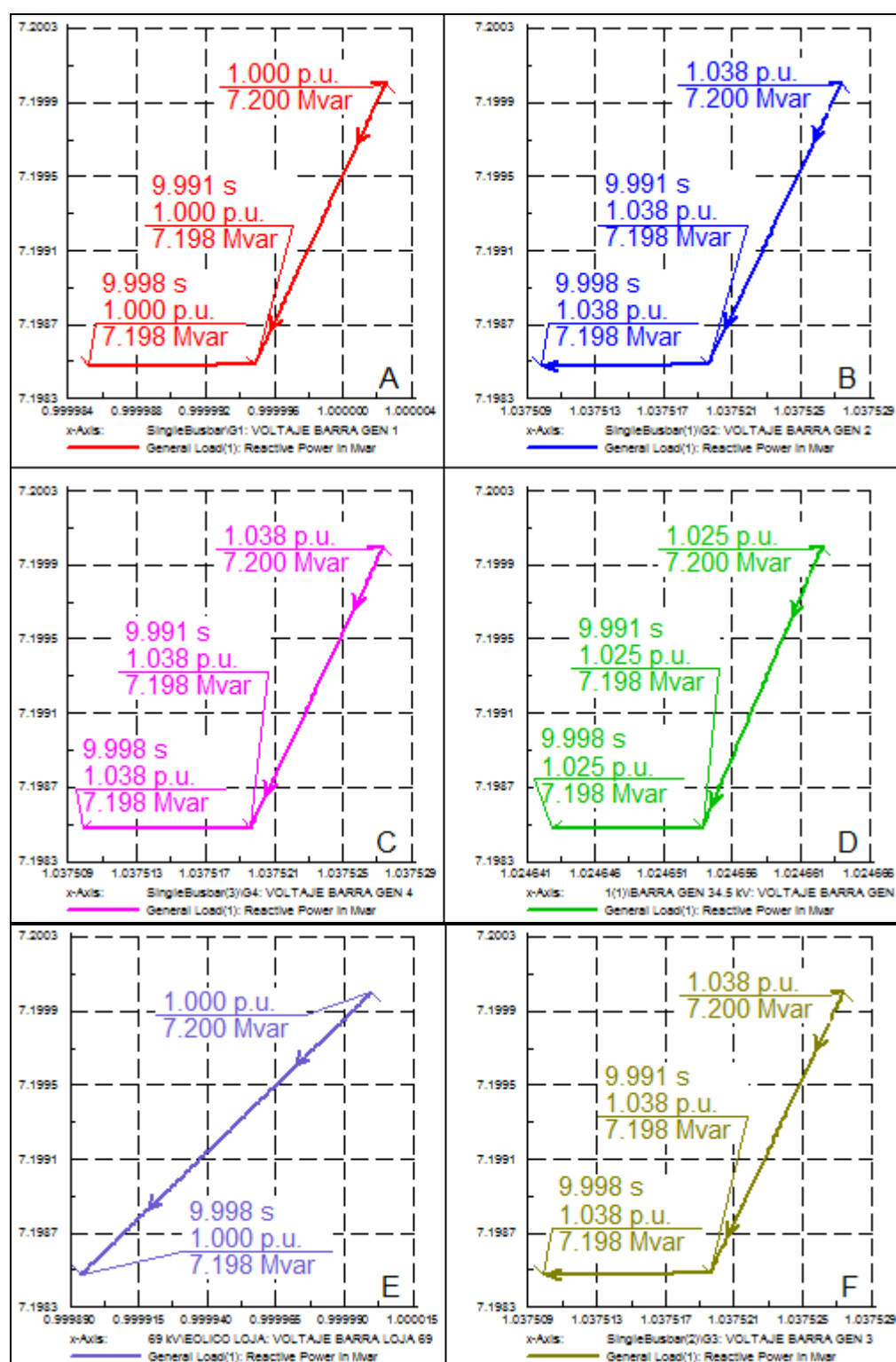


Figura 3.97: Curvas VQ de las barras de generación eólica del sistema de la figura 3.74, con aumento en la demanda del 100%¹¹⁷.

¹¹⁷ Los autores.

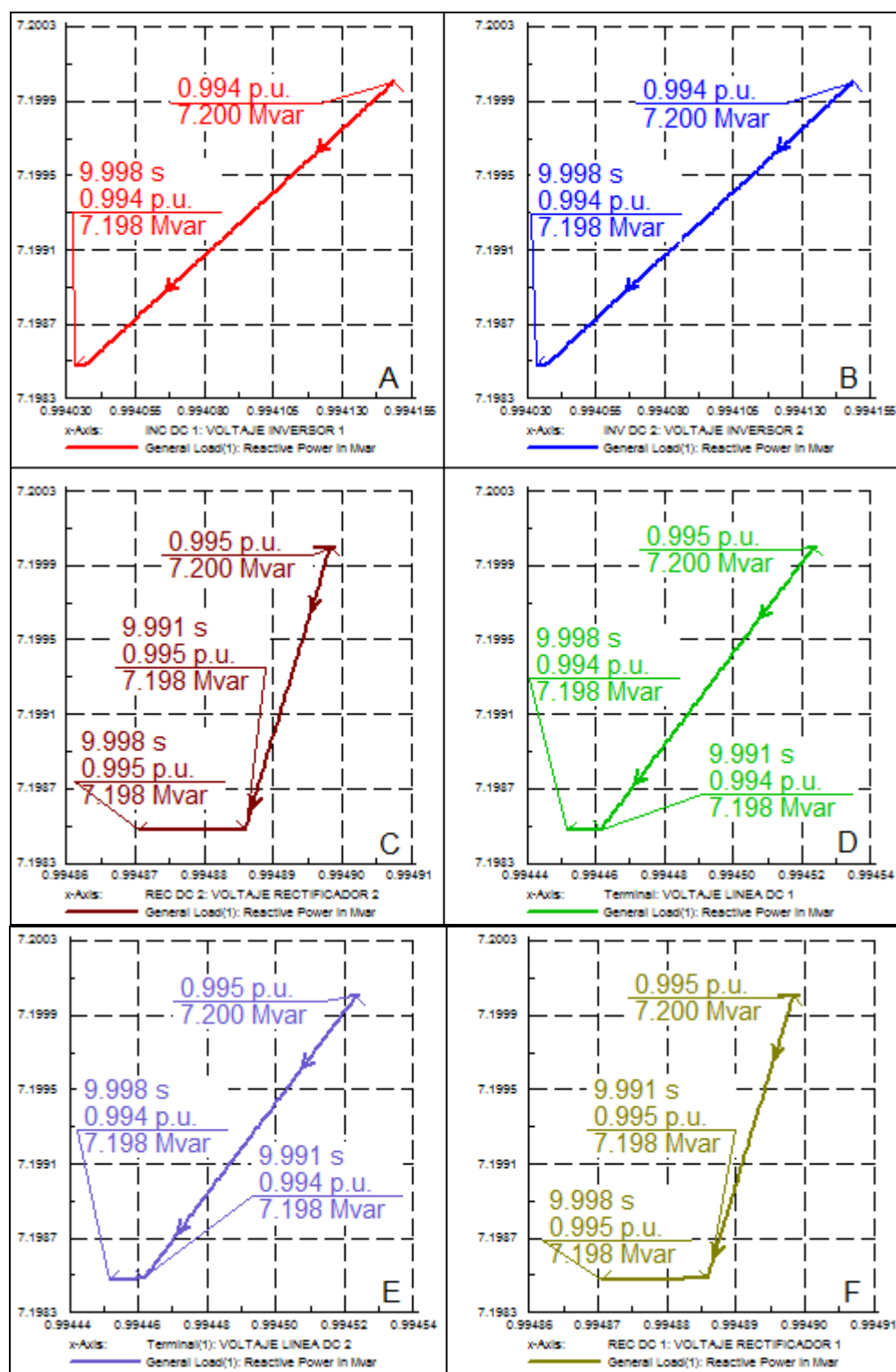


Figura 3.98: Curvas VQ de las barras de hvdc del sistema de la figura 3.74, con aumento en la demanda del 100%¹¹⁸.

¹¹⁸ Los autores.

En las figuras 3.96, 3.97 y 3.98, se muestran las curvas VQ para las barras del sistema de la figura 3.74, como se puede observar los voltajes en las barras de este sistema están dentro de los rangos límites de operación y la cargabilidad se presenta con un incremento en la demanda del 100%, para este valor de potencia el sistema es estable, la potencia reactiva requerida por las barras es suministrada por la red externa, que alimenta al sistema HVDC.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

4.1 ANÁLISIS DE SISTEMAS HVDC EN SISTEMAS DE GENERACIÓN EÓLICA

Un sistema HVDC presenta soluciones fiables al momento de ser usado para la transmisión de energía a largas distancias, la implementación de un sistema HVDC permite interconectar sistemas con voltajes, potencias y frecuencias diferentes.

Los generadores eólicos producen energía con frecuencia y potencia variable, por lo que para conectarse a una carga o a un sistema eléctrico convencional es necesario implementar un enlace HVDC para la interconexión.

De acuerdo a los sistemas analizados en los puntos 3.3 y 3.4 se puede decir que:

- Para un sistema de generación eólica conectado a una carga sin HVDC.
 - Bajo condiciones normales de operación, el sistema trabaja dentro de los rangos límites, la frecuencia y el voltaje sufren pequeñas oscilaciones pero se mantienen en valores adecuados para el funcionamiento del SEP.
 - Cuando se produce un aumento en la demanda, no se puede satisfacer con los generadores eólicos, estos no pueden aumentar su producción de energía porque no se puede aumentar su fuente primaria el viento.
 - Cuando se pierde una unidad de generación, el sistema sale de servicio, la potencia de generación no es suficiente para satisfacer

la demanda, el voltaje y la frecuencia oscilan a valores fuera de los límites de operación.

- Las curvas PV y VQ muestran que el voltaje está dentro de los límites de operación, pero cuando se produce un aumento de la demanda del 100%, en la barra más alejada de los generadores el voltaje está por debajo del límite y se produce inestabilidad en el sistema.
- Para un sistema de generación eólica conectado a una carga con HVDC.
- Bajo condiciones normales de operación, la frecuencia y voltaje tienen un comportamiento lineal, sin oscilaciones manteniendo un valor constante.
 - Cuando se produce un aumento en la demanda, los generadores y la demanda adquieren sus nuevos valores, pero sin oscilaciones el sistema HVDC hace que el comportamiento sea lineal, el sistema HVDC para su funcionamiento requiere de una red externa y de un aumento de 2 a 6 unidades de generación, ya que este requiere del 50% de la energía reactiva para su funcionamiento [4], en estas simulaciones la potencia de aumento en la demanda es suministrada por las unidades de generación hasta su límite y la potencia faltante es suministrada por la red externa.
 - Cuando se pierde una unidad de generación, la demanda se satisface por las otras unidades de generación y la potencia faltante para mantener el balance entre la generación y la demanda la suministra la red externa, el voltaje y la frecuencia se mantienen dentro de los límites de operación, el sistema sigue operando normalmente.

- Las curvas PV y VQ, muestran que el voltaje en todas las barras está dentro de los límites de operación, la potencia reactiva necesaria para mantener los niveles de voltaje es suministrada por la red externa.
- Para un sistema de generación eólica conectado a un sistema convencional sin HVDC.
- Bajo condiciones normales de operación, la frecuencia y el voltaje se mantienen dentro de los límites de operación, el sistema trabaja normalmente.
 - Cuando se produce un aumento en la demanda, la frecuencia y voltaje sufren variaciones, pero se mantienen dentro de los límites operativos, la potencia de aumento en la demanda debe satisfacerse por medio de los generadores convencionales, ya que los generadores eólicos no tienen la capacidad de incrementar la generación.
 - Cuando sale de servicio una de las unidades de generación eólica, el sistema sale de servicio, la frecuencia puede mantenerse dentro de los límites operativos, pero el voltaje no, los torques eléctricos y mecánico no están equilibrados, por lo que el sistema es inestable y la potencia de demanda no se puede satisfacer.
 - Cuando sale de servicio una de las unidades de generación convencional, el voltaje está por debajo del límite de operación, no existe un balance entre generación carga, y la demanda no se puede satisfacer debido a que los generadores eólicos no pueden aumentar su producción, el sistema es inestable.
 - Las curvas PV y VQ, muestran que los niveles de voltaje en las barras están dentro de los límites, no se produce una inestabilidad de voltaje y el sistema trabaja normalmente.

- Para un sistema de generación eólica conectado a un sistema convencional con HVDC.
 - Bajo condiciones normales de operación, el sistema trabaja de forma adecuada, con niveles de voltaje y frecuencia dentro de los límites de operación, y con un comportamiento casi lineal, existe un balance entre la generación y la demanda.
 - Cuando se produce un aumento en la demanda, el sistema si puede asumir este incremento de potencia, las unidades de generación y la red externa a la que se encuentra conectado el sistema lo asumen, si las unidades convencionales tienen la capacidad de incrementar su producción, la red externa únicamente se limitará a aportar potencia reactiva para el funcionamiento del HVDC, la frecuencia y voltaje se mantienen en valores constantes con un comportamiento casi lineal.
 - Cuando se produce la pérdida de una de las unidades de generación eólica, el sistema sigue trabajando de forma normal, con la frecuencia y voltaje dentro de los límites de operación, la pérdida de este generador lo asumen las unidades de generación convencionales y la red externa.
 - Cuando se produce la pérdida de una de las unidades de generación convencional, el sistema sigue trabajando de forma normal, con la frecuencia y voltaje dentro de los límites de operación.

4.2 CONFIABILIDAD DEL SEP

La confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia se define como la capacidad de suministrar en todo lugar y en todo instante la demanda de los consumidores con niveles adecuados de calidad[32].

Los niveles adecuados de voltaje y frecuencia se indicaron en el capítulo 3 en el punto 3.3, y también se desarrollaron los distintos escenarios para los SEP's en los puntos 3.3 y 3.4, donde se hace el análisis del voltaje y la frecuencia.

La disponibilidad de los aerogeneradores normalmente es del 95%, según el fabricante [35].

El comportamiento de los sistemas de generación eólica conectados a sistemas HVDC es de carácter estocástico y se determina por medio de la teoría de probabilidades [32].

Para determinar la confiabilidad de los sistemas de generación eólica conectados a sistemas HVDC se presentan los siguientes indicadores probabilísticos de confiabilidad [32].

- LOLP: Probabilidad de no satisfacer la demanda.
- LOLE: Pérdida de carga esperada, en horas o días que no se va a satisfacer la demanda.
- ENS: Energía no suministrada.
- LOEP: No se satisface la demanda con la generación disponible.
- LOEE: Energía que se espera no suministrar por indisponibilidad de generación, o por falta de energía primaria.
- EIR: Fracción esperada de la energía suministrada, referida a la energía demandada.

Para poder hacer la comparación de un sistema de generación eólica alimentando una demanda sin y con HVDC se calcularan los indicadores de confiabilidad para ambos casos:

Los datos para los dos casos son los mismos, excepto en la cargabilidad de las líneas para los sistemas de transmisión HVAC y HVDC.

Datos:

Potencia de generación para G1 y G2 = 1.5 [MW] [33].

Tasa de falla para G1 y G2 = 0.03 [34].

Tasa de falla para línea transmisión AC = 0.05

Tasa de falla para línea transmisión DC = 0.04

Potencia de demanda = 2.4 [MW].

Factor de planta = 41.2% = 0.412 [33].

Cargabilidad para líneas de transmisión HVAC = 30% = 0.3

Cargabilidad para líneas de transmisión HVDC = 90% = 0.9

La cargabilidad de los sistemas HVDC y HVAC se muestran en la figura 2.18, en la que se indica que un sistema DC puede transportar tres veces más potencia que un sistema AC, con la misma cantidad de conductores.

En los cálculos se tomará en consideración este aspecto, para hacer el respectivo análisis de la ventaja de implementar un sistema HVDC a partir de un sistema de generación eólica.

Para los dos casos los cálculos se ejecutaran en EXCEL, y se mostrará por medio de gráficas la confiabilidad que presenta un sistema de generación eólica interconectado por medio de HVDC y sin HVDC.

4.2.1 CÁLCULO DE INDICADORES DE CONFIABILIDAD PARA UN SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA ALIMENTANDO A UNA CARGA SIN HVDC

Tabla 4.1: Cálculos de los indicadores de confiabilidad para un sistema que no usa HVDC como interconexión¹¹⁹.

Datos:	POTENCIA DE GENERACIÓN [MW]	TASA DE FALLA	FACTOR DE PLANTA [p.u]	PROBABILIDAD DE OPERACIÓN
G1 =	1.5	0.0015	0.412	0.9985
G2 =	1.5	0.0015	0.412	0.9985
TASA DE FALLA G1 Y G2 =	0.03			
TASA DE FALLA LÍNEA AC =	0.05			
PDEMANDA =	2.4			
CARGABILIDAD LÍNEA AC =	0.3			
ENERGÍA DEMANDA =	21024	[MWh]		
r =	4			
CASOS	POSIBILIDADES FALLA Y OPERACIÓN G1 Y G2		PROBABILIDAD	CAP. GENERACIÓN [MW]
1	1	1	0.99700225	0.9
2	1	0	0.00149775	0.45
3	0	1	0.00149775	0.45
4	0	0	0.00000225	0
			1	
P. DÉFICIT [MW]	LOLP [p.u]	LOLE [horas]	ENS [MWh]	LOEP
1.5	1	8760	5413.68	1.339
1.95			7037.784	
1.95			7037.784	
2.4			8661.888	
28151.136				
LOEE PÉRDIDA G1 O G2	LOEE PÉRDIDA G1 Y G2	EIR PÉRDIDA G1 O G2	EIR PÉRDIDA G1 Y G2	
0.0029955	0.00000225	0.9970045	0.99999775	

¹¹⁹ Los autores.

4.2.2 CÁLCULO DE INDICADORES DE CONFIABILIDAD PARA UN SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA ALIMENTANDO A UNA CARGA CON HVDC

Tabla 4.2: Cálculos de los indicadores de confiabilidad para un sistema con HVDC como interconexión¹²⁰.

Datos:	POTENCIA DE GENERACIÓN [MW]	TASA DE FALLA	FACTOR DE PLANTA [p.u]	PROBABILIDAD DE OPERACIÓN
G1 =	1.5	0.0012	0.412	0.9988
G2 =	1.5	0.0012	0.412	0.9988
TASA DE FALLA G1 Y G2 =	0.03			
TASA DE FALLA LÍNEA DC =	0.04			
PDEMANDA =	2.4			
CARGABILIDAD LÍNEA DC =	0.9			
ENERGÍA DEMANDA =	21024	[MWh]		
r =	4			
CASOS	POSIBILIDADES FALLA Y OPERACIÓN G1 Y G2		PROBABILIDAD	CAP. GENERACIÓN [MW]
1	1	1	0.99760144	2.7
2	1	0	0.00119856	1.35
3	0	1	0.00119856	1.35
4	0	0	0.00000144	0
			1	
P. DÉFICIT [MW]	LOLP [p.u]	LOLE [horas]	ENS [MWh]	LOEP
-0.3	0.00239856	21.0113856	0	0.7725
1.05			3789.576	
1.05			3789.576	
2.4			8661.888	
			16241.04	
LOEE PÉRDIDA G1 O G2	LOEE PÉRDIDA G1 Y G2	EIR PÉRDIDA G1 O G2	EIR PÉRDIDA G1 Y G2	
0.00239712	0.00000144	0.99760288	0.99999856	

¹²⁰ Los autores.

4.2.3 COMPARACIÓN INDICADORES DE CONFIABILIDAD CON Y SIN HVDC

Tabla 4.3: Comparación de los indicadores de confiabilidad para sistemas con y sin HVDC¹²¹.

COMPARACIÓN INDICADORES DE CONFIABILIDAD		
INDICADORES	SIN HVDC	CON HVDC
LOLP	1	0.00239856
LOLE	8760	21.0113856
ENS	28151.136	16241.04
LOEP	1.339	0.7725
LOEE PÉRDIDA G1 ó G2	0.0029955	0.00239712
LOEE PÉRDIDA G1 y G2	0.00000225	0.00000144
EIR PÉRDIDA G1 ó G2	0.9970045	0.99760288
EIR PÉRDIDA G1 y G2	0.99999775	0.99999856

En la tabla 4.3, se puede observar la diferencia de los indicadores de confiabilidad entre los sistemas que usan y los que no usan HVDC como interconexión, mostrando claramente que un sistema HVDC es mucho más confiable que un sistema sin HVDC.

En la figura 4.1, se puede observar la gráfica de probabilidad que se tiene de no satisfacer la demanda con la generación disponible, en el caso sin HVDC la probabilidad es de 1 y con HVDC es de 0.00239.

En la figura 4.2, se puede observar la gráfica que muestra el número de horas que no se va a satisfacer la demanda en el transcurso de un año, como la probabilidad de no satisfacer la demanda para el sistema sin HVDC es de 1, las horas de no satisfacer la demanda es de 8760 [horas], es decir todo el año, mientras que para el sistema con HVDC el número de horas es de 21.011.

¹²¹ Los autores.

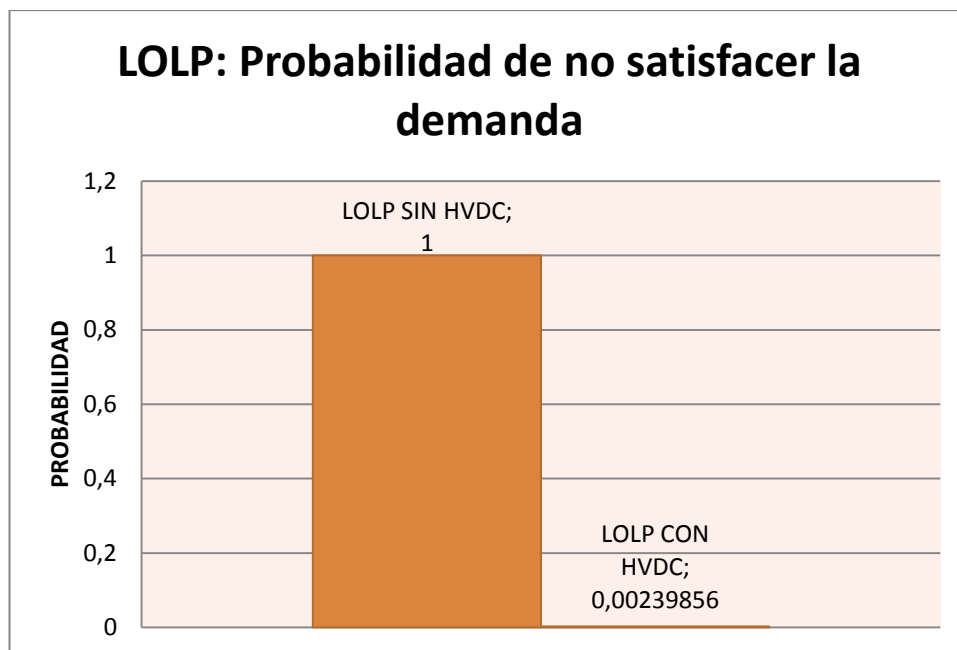


Figura 4.1: Probabilidades de no satisfacer la demanda con la generación disponible, con y sin HVDC¹²².



Figura 4.2: Número de Horas que se espera no satisfacer la demanda en un año, con y sin HVDC¹²³.

¹²² Los autores.

¹²³ Ídem.

En la figura 4.3, se muestra la energía no suministrada a la demanda.

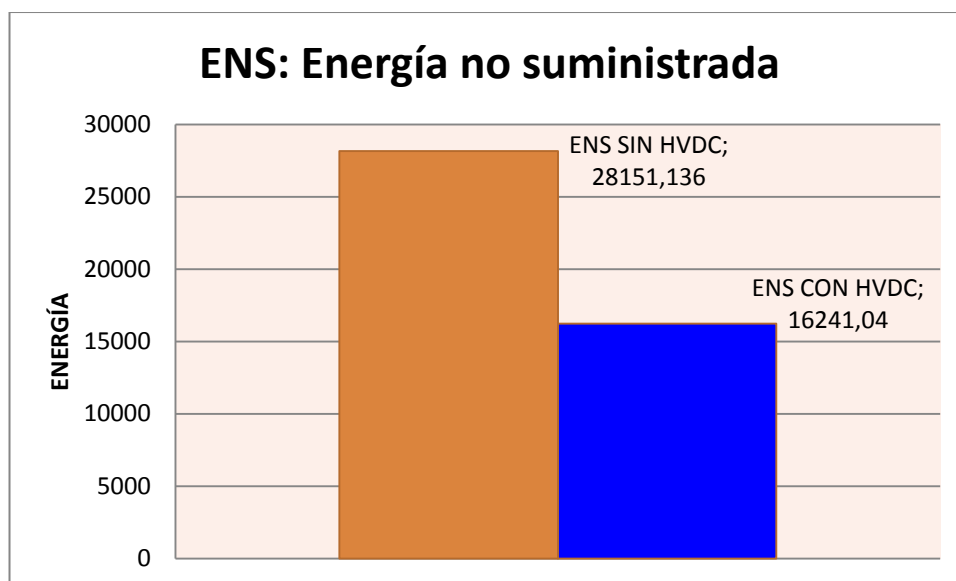


Figura 4.3: Energía no suministrada en un año por sistemas con y sin HVDC¹²⁴.

Para los casos de las figuras 4.1, 4.2 y 4.3, la diferencia se debe a la tasa de fallo y a la cargabilidad de las líneas, que para transmisión en AC es del 30% y para DC es del 90%, es decir el triple de capacidad para transportar potencia, esto se muestra en la figura 2.18.

Por medio de las gráficas y los indicadores de confiabilidad se puede verificar que un sistema HVDC es más confiable que un sistema HVAC.

4.3 FACTIBILIDAD DEL USO DE SISTEMAS HVDC EN SISTEMAS DE GENERACIÓN EÓLICA

La factibilidad permite determinar si un proyecto es viable o no de realizarse, en este caso se hará el análisis de si es factible usar una transmisión HVDC para interconectar un sistema de generación eólica.

4.3.1 FACTIBILIDAD ECONÓMICA

Los costos de los equipos para la implementación de un sistema HVDC son muy elevados es por lo que éste es usado para transmitir grandes cantidades de potencia, a grandes distancias, el sistema HVDC a grandes

¹²⁴ Los autores.

distancias resulta más económico debido a que se reducen las pérdidas de energía figura 2.2, el derecho de vía utilizado para transmitir la misma cantidad de potencia que en AC es menor figura 2.15, las torres usadas para transmitir son más pequeñas figuras 2.9 y 2.18, y se reduce el costo en transmisión porque el equipamiento que se usa es más pequeño (cadenas de aisladores, herrajes y conductores), figura 2.16.

En la figura 4.4, se muestra la diferencia de costos al realizar una interconexión con un sistema HVDC y un sistema HVAC.

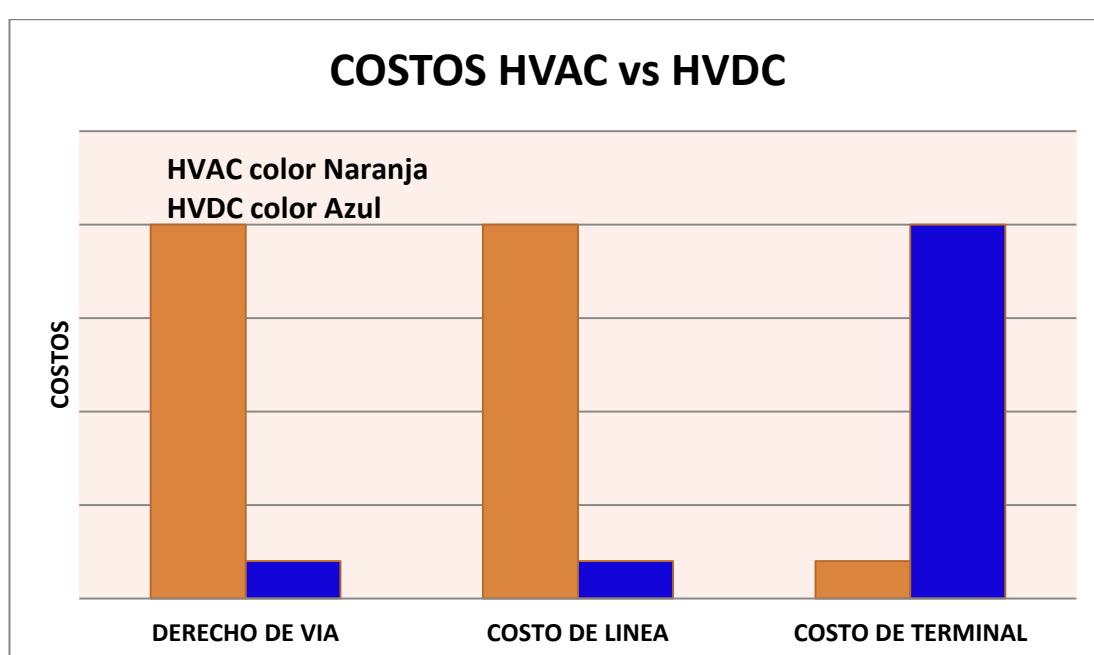


Figura 4.4: Comparación de costos entre HVAC Y HVDC¹²⁵.

En la figura 4.5, se hace la comparación entre sistemas HVDC y HVAC, la transmisión AC y DC se representan por las barras naranjas y azules respectivamente, como se puede observar en la gráfica el costo inicial de DC es mayor que AC, al llegar al punto en donde se cruzan las curvas que es la distancia (500 Km) se produce la variación, mostrando claramente que la transmisión en DC es menos costosa que la transmisión en AC.

Por lo tanto un sistema HVDC es más factible cuando se necesita transmitir a grandes distancias y grandes cantidades de potencia, la cantidad

¹²⁵ Los autores.

de potencia a transmitir es importante, ya que esta será la que cubra los costos de la implementación del sistema HVDC.

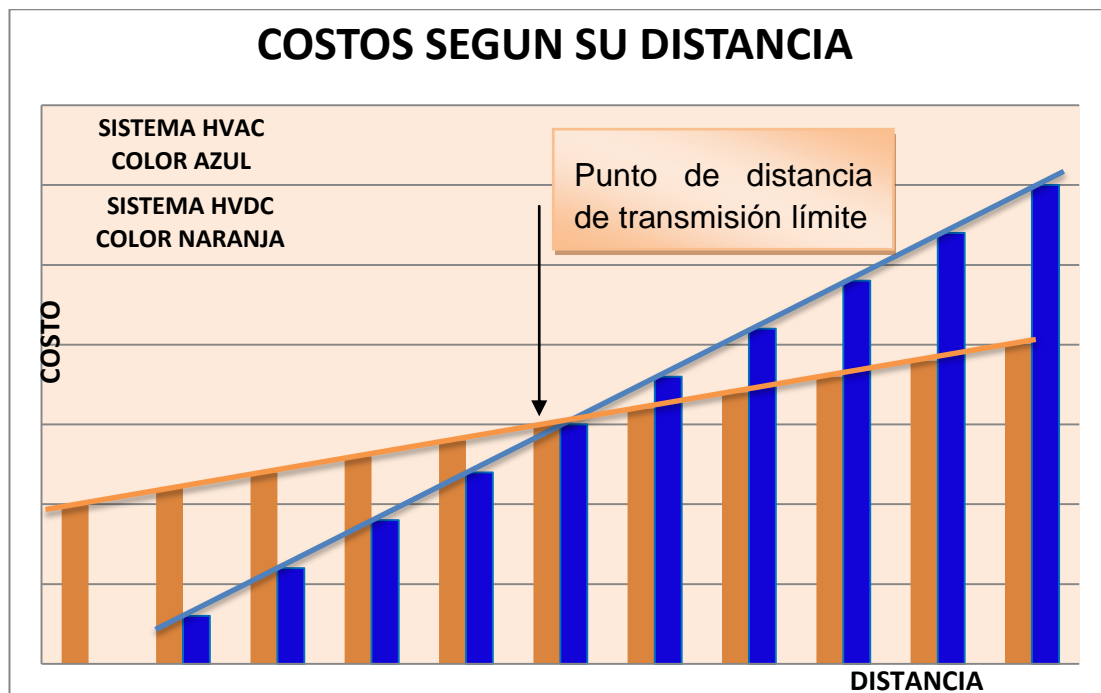


Figura 4.5: Costos de comparación por transmisión HVAC Y HVDC¹²⁶.

En la tabla 4.4 [11], se puede observar los costos de comparación para transmitir 3000 [MW] de potencia, las comparaciones se hacen usando como alternativas para la transmisión un sistema DC, un sistema AC y un sistema Híbrido es decir la combinación entre AC y DC, se analizan los costos de:

- Las líneas de transmisión.
- Las estaciones terminales.
- El costo de la energía de acuerdo a la alternativa escogida.
- Las pérdidas que se producen en los sistemas.

¹²⁶ Los autores.

Tabla 4.4: Comparación de costos para sistemas de transmisión HVAC Y HVDC.

COMPARACIÓN DE COSTOS PARA UN SISTEMA DE TRANSMISION DE 3000 [MW]										
ALTERNATIVA	ALTERNATIVAS DC				ALTERNATIVAS AC			ALTERNATIVA HIBRIDA AC/DC		
	+ - 500 kV	2 x + - 500 kV	+ - 600 kV	+ - 800 kV	500 kV	500 kV	765 kV	+ - 500 kV	500 kV	Total
	Bipolar	2 Bipolos	Bipolar	Bipolar	Dos circuitos simples	Doble circuito	Dos circuitos simples	Bipolar	Circuito simple	AC+DC
Costo capital										
Potencia [MW]	3000	4000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	1500	4500
Costos de la estación incluyendo compensación reactiva	\$ 420.00	\$ 680.00	\$ 465.00	\$ 510.00	\$ 542.00	\$ 542.00	\$ 630.00	\$ 420.00	\$ 302.00	\$ 722.00
Costo de la línea de transmisión (\$/milla)	1.6	1.6	1.8	1.95	2	3.2	2.8	1.6	2	
Distancia en millas	750	1,5	750	750	1,5	750	1,5	750	750	1500
Costo de la línea de transmisión (\$)	\$ 1.200.00	\$ 2.400.00	\$ 1.350.00	\$ 1.463.00	\$ 3.000.00	\$ 2.400.00	\$ 4.200.00	\$ 1.200.00	\$ 1.500.00	\$ 2.700.00
Costo total (\$)	\$ 1.620.00	\$ 3.080.00	\$ 1.815.00	\$ 1.973.00	\$ 3.542.00	\$ 2.942.00	\$ 4.830.00	\$ 1.620.00	\$ 1.802.00	\$ 3.422.00
Pago anual 30 años al 10%	\$ 172.00	\$ 327.00	\$ 193.00	\$ 209.00	\$ 376.00	\$ 312.00	\$ 512.00	\$ 172.00	\$ 191.00	\$ 363.00
Costo por kW-año	\$ 57.28	\$ 81.68	\$ 64.18	\$ 69.75	\$ 125.24	\$ 104.03	\$ 170.77	\$ 57.28	\$ 127.40	\$ 80.66
Costo por MWh con un factor de utilización del 85%	\$ 7.69	\$ 10.97	\$ 8.62	\$ 9.37	\$ 16.82	\$ 13.97	\$ 22.93	\$ 7.69	\$ 17.11	\$ 10.83
Pérdidas a full carga	193	134	148	103	208	208	139	\$ 106.00	\$ 48.00	\$ 154.00
Pérdidas a full carga en %	6.44%	3.35%	4.93%	3.43%	6.93%	6.93%	4.62%	5.29%	4.79%	\$ 5.12
Costos capitalizados de pérdida a 1500 kW (M\$)	\$ 246.00	\$ 171.00	\$ 188.00	\$ 131.00	\$ 265.00	\$ 265.00	\$ 177.00	\$ 135.00	\$ 61.00	\$ 196.00
PARÁMETROS:				Notas:	fp asumido para AC		94%			
Promedio de interés en %	10%				Pérdida en las estaciones convertoras a plena carga		0.75% por estación			
Costo capitalizado de pérdidas \$/kW	\$ 1.500.00				Pérdidas totales en las subestaciones		0.5% de la Potencia			

Para que se pueda usar un sistema HVDC en un sistema de generación eólica, el parque generador debe ser muy grande para que pueda producir grandes cantidades de potencia, (potencias superiores a 1000 [MW]), y de esta manera poder cubrir los costos de inversión para la interconexión por medio de HVDC.

4.4 BENEFICIOS E INCONVENIENTES DEL SISTEMA HVDC EN SISTEMAS DE GENERACIÓN EÓLICA

La implementación de un sistema HVDC a partir de generación eólica busca, entregar energía eléctrica de calidad a los consumidores y reducir la contaminación ambiental.

4.4.1 BENEFICIOS ELÉCTRICOS

- Interconexiones asíncronas, permite enlazar sistemas de diferentes frecuencias, ideal para interconectar sistemas de generación eólica de gran potencia, mayores a 1000 [MW], con otros sistemas.
- Transacciones de energía confiable y segura.
- Compartir reservas de energía entre sistemas.
- Economía en el comercio de energía.
- Incrementar la diversidad de generación.
- Interconexión entre países.
- Reducción de pérdidas en la transmisión de energía eléctrica.
- Transmisión de grandes cantidades de potencia, el triple que en AC.
- Transmitir y entregar energía eléctrica a los consumidores con valores de las variables eléctricas dentro de los rangos de operación, se entrega a los consumidores energía de calidad.
- Control rápido y efectivo del flujo de potencia.
- Reducción en el costo de transmisión de energía.
- Cortafuegos en cascada para reducir cortes de energía eléctrica.

- Asistencia mutua entre centrales eléctricas.
- El poder compartir las reservas de energía entre diferentes sistemas eléctricos permite que se pueda tener en servicio los sistemas de generación con un coste incremental menor para satisfacer las demandas, utilizando los sistemas de generación más caros únicamente cuando sea necesario, lo que significa un ahorro económico representativo.
- Los costos de instalación de un sistema HVDC son bajos, y se pueden hacer transmisiones a doble circuito reduciendo costos en el transporte de energía eléctrica y haciendo al sistema más confiable.
- Los aerogeneradores y los sistemas HVDC requieren un mantenimiento mínimo, obteniendo beneficios económicos en ahorros de este recurso, son equipos diseñados a tener un tiempo de vida útil considerable, esto se refleja en eficiencia energética representando ahorros en el mercado de energía eléctrica, evitando cortes de energía.
- El tiempo de operación del sistema HVDC es muy rápido permitiendo tener beneficios en el tiempo para los operadores del sistema, esto se conoce como alivio de congestión en las horas pico cuando la demanda de los consumidores se incrementa considerablemente.
- Arrancar un sistema desde cero, permitiendo la estabilización del sistema AC despejando las perturbaciones que se presentan en el SEP, ayuda a la recuperación del sistema AC tras una perturbación.

4.4.2 BENEFICIOS SOCIALES Y AMBIENTALES

- La implementación de los equipos de un sistema HVDC es costosa pero al no consumir combustibles fósiles para la generación y con el viento como una fuente inagotable de energía, en un largo plazo éste sistema aportaría a que el costo de MWh consumido por los usuarios reduzca su valor, produciendo una rentabilidad efectiva para los consumidores y para las compañías que invirtieron en el proyecto.

- Reducción del derecho de vía para pasar con los conductores.
- Los sistemas de generación eólica reducen el consumo de combustibles fósiles, reduciendo la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera.
- Con la generación eólica se reduce la contaminación ambiental, esta contaminación en las centrales de generación hidráulica y térmica es de consideración, las centrales hidráulicas dañan los cauces de los ríos e inundan gran parte de la zona en donde se encuentran ubicadas, matando animales y plantas que habitan en estos sectores, las centrales térmicas contaminan el ambiente con la emisión de gases de efecto invernadero que al fusionarse con la humedad del aire producen lluvia ácida.
- El impacto visual con HVDC es mínimo, en zonas donde no se puede usar cables aéreos se puede optar por una transmisión subterránea, y debido a la flexibilidad de los conductores, esta se puede llevar por zonas donde no se afecte a las personas, animales y vegetación.
- El impacto visual que produce la implementación de un sistema HVDC en lugares donde existe gran población no es problema, por ejemplo en una ciudad habitada en donde no se pueden poner las estaciones conversoras al aire libre, ni los cables para el transporte pueden ser vistos, es usual ubicar las estaciones dentro de edificaciones que vayan de acuerdo al ambiente de la ciudad, dentro de casas o edificios y los cables bajo tierra lo que hace que no se vean por ningún motivo: las estaciones convertidoras y los conductores eléctricos [2][5].
- La sociedad puede disponer de un ambiente no contaminado, ya que los sistemas de generación eólica no emiten ningún tipo de agente contaminante que pueda afectar a la salud de la población, de igual manera la transmisión de energía eléctrica en DC no supone ningún tipo de riesgo para las poblaciones que viven cerca de líneas de transporte puesto que la transmisión en DC no produce radiación

magnética, es decir, (no se produce la propagación de campos eléctricos y magnéticos) [2].

- Un parque de generación eólica conectado a un sistema HVDC es flexible, por lo que se pueden aumentar aerogeneradores en el parque de acuerdo a las demandas de energía eléctrica requeridos por los consumidores, los sistemas HVDC al ser modulares permiten aumentar nuevas unidades a medida que el parque eólico al que está conectado vaya creciendo, satisfaciendo las necesidades de consumo energético de la población.

4.4.3 INCONVENIENTES

- Los costos de los equipos que conforman un sistema HVDC son muy elevados.
- Costos de las estaciones de conversión.
- Un sistema HVDC no tiene la capacidad de soportar sobrecargas debido a las características técnicas y límites de operación de sus componentes.
- Límite de distancia para que la transmisión sea factible.
- La falta de interruptores y transformadores en un sistema HVDC ocasionan problemas para la transmisión de energía eléctrica.
- Cuando se utiliza una conexión monopolar y se produce una falla en la línea el sistema puede salir de servicio, desconectando el enlace HVDC cuando es requerido.
- Los disparos para la conmutación en los elementos de conversión generan armónicas que pueden crear perturbaciones en el sistema eléctrico de AC.
- Las armónicas producidas en las estaciones conversoras pueden afectar a los valores de corrientes y voltajes para los que está

programado el sistema de control, produciendo disparos fallidos a tiempos diferentes de los establecidos, lo que implica que en la salida se tenga: voltaje, potencia y frecuencia con valores fuera de los requeridos por la red [3].

CONCLUSIONES

1. Un sistema HVDC permite manipular la frecuencia, el voltaje y la potencia producida por los generadores eólicos a valores requeridos por la red a la que se encuentra alimentando de igual manera estos sistemas puede aportar o consumir reactivos de la red según sean los requerimientos del SEP.
2. Un sistema HVDC hace más estable al sistema eléctrico de potencia al que se encuentra conectado, la frecuencia y voltaje tienen un comportamiento casi lineal dentro de sus rangos de operación.
3. Los sistemas HVDC pueden estar constituidos por tiristores o transistores IGBTs, siendo los segundos los más utilizados en la actualidad, debido a su gran control y rapidez en los disparos, permite controlar el flujo de potencia de una manera efectiva y tiene la capacidad de arrancar un sistema en negro es decir cuando todo el sistema está fuera de servicio, el HVDC por medio de tiristores no tiene esa capacidad ya que requiere consumir potencia reactiva de la red a la que se encuentra alimentando para poder funcionar.
4. Cuando se produce una perturbación en el SEP, el sistema HVDC actúa disipando la falla, evitando que esta se propague hacia todo el sistema.
5. Un sistema HVDC ayuda eficientemente a interconectar parques de generación eólica que se encuentran muy alejados de los centros de interconexión o de consumo, debido a que se puede transmitir por diferentes medios y cuando la distancia es igual o mayor a 500 [km], HVDC resulta más económico.
6. Un sistema de transmisión HVDC puede transmitir hasta tres veces más potencia activa que AC, utilizando las mismas estructuras y el mismo número de conductores.

- 7.** Cuando se requiere gran cantidad de potencia generada por un parque eólico se debe diseñar a los aerogeneradores con un diámetro mayor de las palas, pero esto no es muy beneficiosos ya que también se requiere de una velocidad de viento mayor para mover la hélice del aerogenerador.
- 8.** Un sistema HVDC puede ser muy confiable y seguro para transmitir energía eléctrica, debido a que se pueden usar configuraciones bipolares u homopolares que garantizan que el sistema siempre va a estar transmitiendo aun cuando se presenten fallas o desconexiones de las líneas.
- 9.** El impacto ambiental producido por un sistema de generación eólica conectado con HVDC es mínimo, el parque eólico no produce gases de efecto invernadero, no contamina el ambiente, mientras que un sistema HVDC no produce la propagación de ondas electromagnéticas, y la transmisión no requiere de gran espacio para pasar con los conductores eléctricos.
- 10.** Uno de los inconvenientes que se tiene en los sistemas de generación eólica es que cuando se produce un incremento en la demanda o la pérdida de una de las unidades de generación, estos no pueden incrementar su potencia debido a que no se puede suministrar más energía primaria.
- 11.** La falta de interruptores y transformadores en el sistema de transmisión HVDC es un gran inconveniente debido a que no se pueden hacer distribuciones, derivaciones o cambios en los niveles de voltaje para satisfacer zonas por donde pase la línea de transmisión.

RECOMENDACIONES

1. Para las simulaciones usar un software con licencia, para poder usar todas las funciones del mismo.
2. Utilizar un software para la simulación de sistemas eléctricos de potencia, que contenga las dos tecnologías de transmisión HVDC: (Classic y Light), y hacer simulaciones para verificar la diferencia de operación entre estos dos sistemas, con el propósito de discernir cual es el más efectivo al momento de usarse como medio de interconexión.
3. Para las simulaciones utilizar datos de generación y transmisión con parques de generación eólica de gran potencia, para que la visualización del comportamiento del sistema sea más efectivo y representativo.
4. Realizar un estudio detallado del sistema de control y de los ángulos de disparo de los elementos convertidores (Transistores y tiristores), que se utilizan para la conversión de AC-DC y viceversa.
5. Buscar información de nuevas tecnologías para transmisión en sistemas HVDC, verificando la reducción del precio según el avance tecnológico.
6. Hacer un análisis de los tipos de aerogeneradores utilizados para la producción de energía eléctrica, la tecnología que usan, elementos que los constituyen en especial los generadores eléctricos, tratamiento de las variables eléctricas y su funcionamiento.
7. Investigar el desarrollo de conductores eléctricos en corriente continua, para determinar la efectividad de los mismos al momento de transmitir grandes cantidades de potencia.
8. Hacer estudios detallados de factibilidad, para determinar todos los eventos y variables que implica la utilización de sistemas HVDC para interconectar sistemas de generación eólica con otras redes.

ANEXOS

ANEXO 1

Datos técnicos de los aerogeneradores de Villonaco

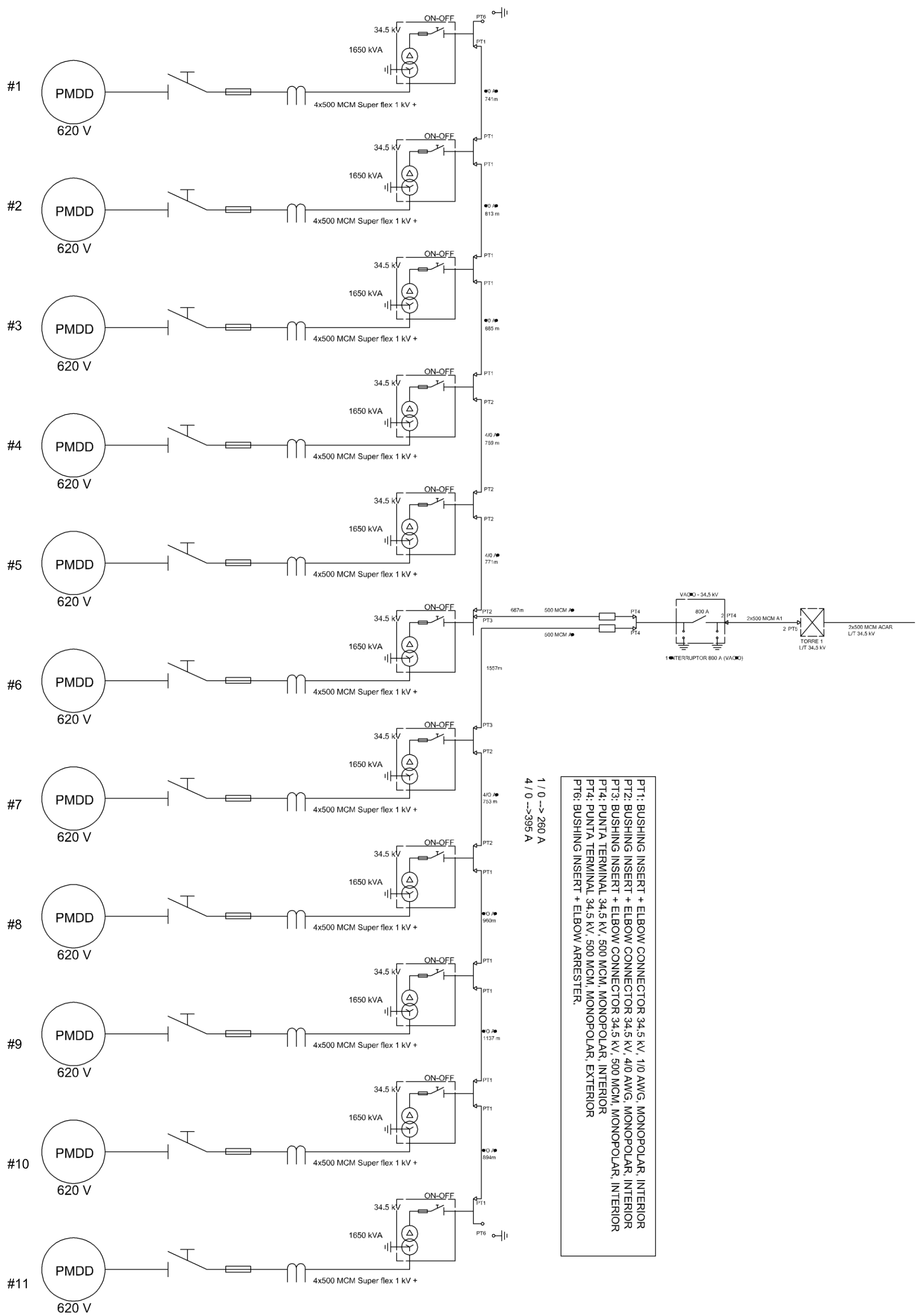
10. Goldwind 1.5 MW Series Technical Data

Technical Data	GW 1.5/70	GW 1.5/77	GW 1.5/82	GW 1.5/87
Power				
Rated Power	1500kW			
Cut-in Wind Speed	3m/s			
Rated Wind Speed	11.8m/s	11m/s	10.3m/s	9.9m/s
Cut-out Wind Speed	25m/s	22m/s	22m/s	22m/s
Rotor				
Diameter	70.34m	76.94 m	82.34 m	86.6m
Swept Area	3886 m ²	4649 m ²	5325 m ²	5890 m ²
Speed Range	10.2-19rpm	9 -17.3rpm	9-17.3rpm	9-16.6rpm
Blades	3			
Type	LM 34P	LM 37.3P	LM 40P	LM 42.1P
Power Control	Collective Pitch Control / Rotor Speed Control			
Safety System	Independent Blade Pitch Control Hydraulic Disk Brake Hydraulic Rotor Lock			
Generator	Permanent Magnet Direct Drive Synchronous Generator			
Rated Voltage	690V			
Yaw System	3 Induction Motors			
Tower	Tubular Steel Tower (Q345C)			
Hub Height	65m, 85m*	61.5m, 85m, 100m*	70m,75m,85m,100m	70m,75m,85m
Foundation	Flat Foundation (Other Options)			
Converter	Full Power Converter (IGBT Modular System)			
Transformer				
Input Voltage	620V	620V	620V	690V
Output Voltage	20kV			
Control System	Microprocessor Controlled, DFÜ (SCADA)			
Design Standard	IEC Ia *IEC IIa	IEC IIa *IEC IIIa TÜV Nord (Design Assessment)	IEC IIIa	IEC IIIb

ANEXO 2

Diagrama de interconexión entre aerogeneradores parque eólico Villonaco

PARQUE EÓLICO VILLONACO



REFERENCIAS

- [1] M. Villarubia, “Energía Eólica”, Barcelona, 2004, pp. 8-12 - 15 -16.
- [2] C. Kim, V. K. Sood, G. Jang, S. Lim, S. Lee, “HVDC transmission: power conversion applications in power systems, Singapur”, 2009, pp. 1 - 2- 3- 4 - 5 - 6-7 -8 -13 - 14 -15 - 18 - 21 - 30 - 31 - 32.
- [3] J. Arrillaga, Y.H. Liu, N.R. Watson, “Flexible Power Transmission-the HVDC options”, John Wiley & Sons, Ltd, 2007, pp. 8 -9 -14-67 - 69 -71 - 72 – 73 - 89 -127 - 230 - 231 - 239 - 257.
- [4] M. Larsson, Corporate Research, ABB Switzerland Ltd, “HVDC and HVDC Light an alternative power transmission system”, 2 de abril del 2009, pp. 3 - 12.
- [5] R. M. Rosas, “Tecnología Eléctrica”, Barcelona, Octubre del 2000, pp. 27- 29-30 -31- 32.
- [6] G. E. Harper, “Tecnologías de generación de energía eléctrica”, Editorial Limusa S.A, México, 2011, pp.252 - 253 - 262 -264 - 265 - 266 -271- 290- 294 - 297.
- [7] J.M. E. López, “Manual de energía Eólica”, Segunda edición corregida, Madrid, 2008, pp.104 - 124-130 - 132 - 139- 142 - 147 -160 - 168.
- [8] S. J. Chapman, “Máquinas Eléctricas”, Tercera Edición, Mc Graw Hill, pp. 1 - 272- 274- 275- 277 - 387 - 388 - 389 - 391 -393 -394 -439 - 405.
- [9] W. Tong, “Wind Power Generation and Wind Turbine design”, WIT Press 2010, p. 246.
- [10] A. E. Gomis, Introducción a los sistemas de Alta Tensión en Corriente Continua (HVDC), Barcelona, España (CITCEA), Noviembre 2008, pp. 6 - 7.

- [11] M. Bahrman, P.E, "HVDC Transmission", IEEE PSCE, Atlanta, Noviembre 1, 2006, pp. 4 - 6- 7 -8- 19 -20.
- [12] R. Rudervall, J.P. Charpentier, R. Sharma, "High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission System Technology Review Paper", pp. 3 - 4 - 5.
- [13] K. R. Padiyar, "HVDC Power Transmission Systems", New Age International publishers, First edition 1990, Reprint 2005, pp. 2 - 159 - 188.
- [14] G. Bennstam, L. Carlsson, ABB, HVDC Light®: Redes y tecnología ecológica, revista 25 abril del 2004.
- [15] Y. Jiang-Hafner and R. Ottersten, Paper presented at the conference on "Large-Scale integration of wind power into power systems" held in Bremen, Germany, Oct 14-15, 2009, p1.
- [16] L. Carlsson, "HVDC: Un 'cortafuegos contra las perturbaciones'", revista ABB, marzo del 2005.
- [17] F. M. Gonzalez-Longatt, PhD, "Integration Offshore Wind power using HVDC Systems: Introduction to HVDC Converters Concepts", 19 de Octubre del 2012, pp. 23 - 24.
- [18] F. M. Gonzalez-Longatt, PhD, "Integration Offshore Wind power using HVDC Systems: Historical Perspective on HVDC Transmission", 19 de Octubre del 2012, p. 46.
- [19] Á. Cadavid y G. Ramírez, "Revisión técnica-modelación y simulación de sistema VSC-HVDC", junio 30 del 2006, p. 5.
- [20] T. Worzyk, "Submarine Power Cables", Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2009, pp. 26 - 27.
- [21] F. M. Gonzalez-Longatt, PhD, "Integration Offshore Wind power using HVDC Systems: Offshore Wind Power: Motivation", 19 de Octubre del 2012, p. 39.

- [22] P. Kundur, "Power Systems Stability and control", McGraw-Hill, 1994, pp.10 - 11 -17-23 -25 -26 -27 -32 -33 - 499 - 534 - 536 - 537- 963- 970 - 972.
- [23] F. M. Gonzalez-Longatt, PhD, "Flujo de Potencia", abril del 2006, p. 1.
- [24] R. Rudervall, Johansson, "Interconexión de sistemas eléctricos con HVDC", Seminario internacional de interconexiones regionales CIGRÉ, Santiago de Chile, 24 – 26 de noviembre del 2003.
- [25] M. E. EL-Hawary, "Electrical Power Systems", 1995 IEEE, pp. 370 - 371.
- [26] R. Bonchang, "Porque usar HVDC", Chile, Noviembre del 2010, pp. 10 - 11- 14.
- [27] Procobre, Confiabilidad de sistemas eléctricos, p. 3.
- [28] L. L. Grigsby, Electric Power Engineering Handbook, Second Edition, Taylor & Francis Group, 2007, pp.52 - 90 - 91 -92 -93 -94 - 95 -101 - 102 - 104 -106- 132- 133 - 292 - 293.
- [29] P. Ledesma, "Regulación de Frecuencia y Potencia", Universidad Carlos III de Madrid, 21 de septiembre de 2008, pp. 4 - 6 - 7 - 10 - 15.
- [30] CONELEC, "Regulación No: 004/01, Calidad del servicio eléctrico de distribución", regulación aprobada el 23 de mayo del 2001, p. 6.
- [31] Hipólito Mejía, "Reglamento para la aplicación de la ley general de electricidad", 26 de julio del 2001, p. 57.
- [32] Dr. Ing. Daniel Greco, "Estudios de confiabilidad en mercados eléctricos competitivos: Conceptos básicos de la teoría de confiabilidad", Noviembre del 2001, pp. 2 - 4.
- [33] Resumen proyecto eólico Villonaco, p. 1.

- [34] Enersur EP, "Reporte de medición torre Villonaco 1", 27 de agosto del 2012, p. 16.
- [35] GL Garrad Hassan, "Technical Review of the goldwine 1.5 MW series turbines", 30 de Julio del 2010, pp. 35 - 36.
- [36] D., Ruiz-Vega, Professor of Electric Power Systems (ESIME-Zacatenco, IPN, México).
- [37] I. Munguía, "¿Cuánta potencia desarrolla un aerogenerador? (I)", disponible en URL: <http://www.xatakaciencia.com/tag/aerogeneradores>, 13 de septiembre del 2009.
- [38] Patentados.com,"Sistema de refrigeración de aerogeneradores", disponible en URL: <http://patentados.com/patente/sistema-de-refrigeracion-de-aerogeneradores/>, 28 de noviembre del 2011.
- [39] Obeki, "Generadores de imanes permanentes" disponible en URL: <http://www.obeki.com/productos/Generadores%20de%20Imanes%20Permanentes.pdf>, 26 de febrero del 2012.
- [40] AC Consult & Engineering GmbH, "Generadores sincrónicos de imanes permanentes", disponible en URL: <http://ac-consult-a-engineering.germanytrade.es/>, 26 de febrero del 2013.
- [41] Centro Integrado de Formación Profesional (MSP), "Aspectos Físicos, El rotor", disponible en URL: http://www.cifp-mantenimiento.es/e-learning/index.php?id=9&id_sec=3, 15 de octubre del 2012.
- [42] Energías Renovables, "Aerogenerador Darrieus", disponible en URL: <http://www.renovables-energia.com/2009/09/aerogenerador-darrieus/>, 08 de enero del 2013.

- [43] Energías Renovables, “Aerogenerador Savonius”, disponible en URL: <http://www.renovables-energia.com/2009/09/aerogenerador-savonius/>, 08 de enero del 2013.
- [44] ENERSA, “Parques Eólicos y Solares”, disponible en URL: <http://enersachile.webnode.es/enersa-parques-eolicos-y-solares/>, 08 de enero del 2013.
- [45] M. P. Becerro, “Parques eólicos marinos (Off Shore Windpark)”, disponible en URL: <http://trabajogrupoprojectointegrado.blogspot.com/>, 25 de noviembre del 2010.
- [46] ERGAL, “Isla San Cristóbal”, disponible en URL: <http://www.ergal.org/cms.php?c=1293>, 26 de febrero del 2013.
- [47] C. M. Figueredo, “Calcular la energía”, disponible en URL: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia33/HTML/articulo07.htm>, 08 de enero del 2013.
- [48] ERGAL, “Energías renovables para Galápagos, Islas Baltra-Santa Cruz”, disponible en URL: <http://www.ergal.org/boletin.php?c=1432>, 08 de enero del 2013.
- [49] ERGAL, “Energías renovables para Galápagos, Islas Baltra-Santa Cruz”, disponible en URL: <http://www.ergal.org/cms.php?c=1229>, 08 de enero del 2013.
- [50] MEER, “Proyecto de generación eólica Villonaco” disponible en URL: <http://www.energia.gob.ec/villonaco-inicio-operaciones/>, 08 de enero del 2013.
- [51] Afinidad Eléctrica, “HVDC – Transporte de energía eléctrica en corriente continua”, disponible en URL: <http://www.afinidadelectrica.com.ar/articulo.php?IdArticulo=112>, 08 de enero del 2013.

- [52] ABB, "Cables submarinos impregnados en masa hasta 600 kV CC" disponible en URL: <http://www.abb.com/product/db0003db002618/c12573e7003302adc125702e0055084a.aspx>, 12 de enero del 2013.
- [53] Mitushi Cables, "High Tensión XLPE CABLES", disponible en URL: <http://www.mitushicables.net/high-tension.html> , 08 de enero del 2013.
- [54] DARTH.LUFFY, "Imágenes Wiki" disponible en URL: http://es.photos.wikia.com/wiki/Archivo:Consecuencias_de_la_Lluvia_Acida.jpg, 08 de enero del 2013.
- [55] J. Mires," Ventajas y desventajas transmisión HVDC: Condiciones ambientales", disponible en URL: <http://jmirez.files.wordpress.com/2012/02/j413.jpg>, 14 de enero del 2013.
- [56] Calderon, Guizar J.G, "Transient Stability Studies on Industrial Power Systems Interconnected to the Transmission Grid", disponible en URL: http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1405-77432010000400008, 26 de febrero del 2013.
- [57] DIgSILENT, "Power Factory", disponible en URL: <http://www.digsilent.de/>, 12 de marzo del 2013.